

太陽光発電について

2018年11月
資源エネルギー庁

本日御議論いただく事項

今年度の本委員会で御議論いただく事項

		電源 【調達期間】	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	価格目標
急速なコストダウンが見込まれる電源	事業用太陽光 (10kW以上) 【20年】	40円	36円	32円	29円 27円※1	24円	入札制移行 (2,000kW以上)						7円
					※1 7/1～(利潤配慮期間終了後)		21円 (10kW以上2,000kW未満)	18円 (10kW以上2,000kW未満)					
	住宅用太陽光 (10kW未満) 【10年】	42円	38円	37円	33円 35円※2	31円 33円※2	28円 30円※2	26円 28円※2	24円 26円※2				市場価格
					※2 出力制御対応機器設置義務あり								
風力 【20年】	22円(20kW以上) ※4							21円 (20kW以上) ※4	20円 ※4	19円 ※4	18円 ※4		8～9円
	55円(20kW未満) ※3												
	36円(洋上風力(着床式・浮体式))							36円(着床式) ※5			36円(浮体式)		
バイオマス 【20年】	24円(バイオマス液体燃料)							24円 (20,000kW未満)	21円 (20,000kW以上)	入札制移行			FIT制度からの 中長期的な 自立化を 目指す
	24円(一般木材等バイオマス)							24円 (20,000kW未満)	21円 (20,000kW以上)	入札制移行			
	32円(間伐材等由来の木質バイオマス)							24円 (20,000kW未満)	21円 (20,000kW以上)	入札制移行			
								24円 (20,000kW未満)	24円 (10,000kW未満)				
								40円(2,000kW未満)					
								32円(2,000kW以上)					
								13円(建設資材廃棄物)					
地熱 【15年】	17円(一般廃棄物・その他のバイオマス)												
	39円(メタン発酵ガス)												
	26円(15,000kW以上) ※4												
水力 【20年】	40円(15,000kW未満) ※4												
	24円(1,000kW以上30,000kW未満) ※4							24円	20円(5,000kW以上30,000kW未満) ※4				
									27円(1,000kW以上5,000kW未満) ※4				
	29円(200kW以上1,000kW未満) ※4												
							34円(200kW未満) ※4						

本日御議論いただく事項

※3 小型風力は、真に開発中の案件に限って経過措置を設ける。 ※4 風力・地熱・水力のリブレースについては、別途、新規認定より低い買取価格を適用。

※5 一般海域利用ルール適用案件は、ルール開始に合わせて入札制移行。

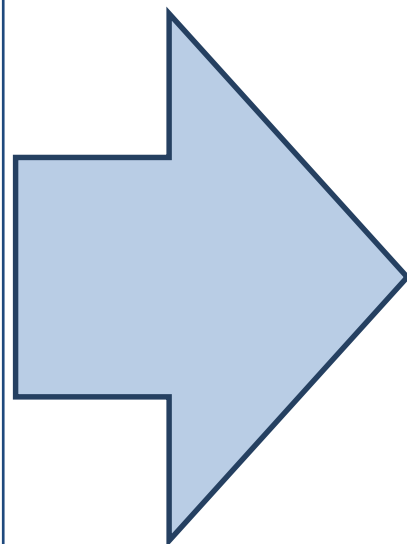
今年度の本委員会の主な論点（全体のフレームワーク）

第38回調達価格等算定委員会
(2018年10月1日) 資料1より作成

- 今年度の調達価格等算定委員会では、**第5次エネルギー基本計画**で2030年に向けて再生可能エネルギーを**主力電源化**していく方向性が示されたことを踏まえ、**コスト低減の加速化をより一層強化する方策**を検討していく。
- その際、第5次エネルギー基本計画で整理した電源の考え方に基づき、①**急速なコストダウンが見込まれる電源**（太陽光発電・風力発電）と②**地域との共生を図りつつ緩やかに自立に向かう電源**（地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電）のそれぞれに対して、国内外のコスト動向を見極めつつ、**電源の性質に沿った適切な方法でコスト低減を促す**という視点で検討することが重要。

第5次
エネルギー基本計画
(7月3日閣議決定)

「主力電源化」
= ①コスト低減 + ②長期安定電源化



◆ 検討方法
・定期報告データ
（＝精緻な国内コスト動向調査）
・定期報告以外のデータ
（＝海外の取組の取入れ等）

急速なコストダウンが
見込まれる電源

太陽光発電
風力発電

地域との共生を図りつつ
緩やかに自立化に向かう電源

地熱発電
中小水力発電
バイオマス発電

電源横断的な論点

本日御議論いただく論点①

第38回調達価格等算定委員会
(2018年10月1日) 資料1より抜粋

<総論（電源横断的な論点）>

● 適正な利潤（IRR）

- 現在のIRR水準の設定から6年が経過している中で、**資金調達コストなどの実態**を踏まえて、**IRR**の水準を再検討するべきではないか。（供給量勘案上乗せ措置等）

2016年度の本委員会意見における指摘事項（抜粋）

- （略）来年度以降は全電源のIRRを維持した上で、今後の導入量、FIT認定量等の推移を良く注視して、上乗せ分のIRRの取扱いについて、引き続き検討を行うこととした。

2017年度の本委員会意見における指摘事項（抜粋）

- バイオマス発電については、一般木材等バイオマス区分全体ではFIT認定量が急増していることから、バイオマス発電全体でFIT認定量が急増していると考えて、この措置を廃止するという考え方もある。他方で、一般木材等バイオマス（バイオマス液体燃料以外）の10,000kW未満やメタン発酵ガス・未利用材・建設資材廃棄物・一般廃棄物その他バイオマスの各区分については、認定量の急増は見られないことから、引き続き「供給量勘案上乗せ措置」を継続することとし、今後の導入量やFIT認定量等の推移を良く注視することとした。

本日御議論いただく論点②

第38回調達価格等算定委員会
(2018年10月1日) 資料1より抜粋

<急速なコストダウンが見込まれる電源（太陽光発電・風力発電）>

（１）太陽光発電

- 事業用太陽光発電の入札制（入札対象・入札量・上限価格・入札の方法（スケジュール等））（※）
 - 事業用太陽光発電については、海外の事例や日本のこれまでの入札結果等を踏まえつつ、今後より一層その活用を進めていくべきではないか。その検討に当たっては、小規模の太陽光発電に留意しつつ、競争性が確保され入札によってコスト低減が可能となる範囲まで入札対象を拡大することを原則とすべきではないか。
- 入札対象外の事業用太陽光発電の2019年度の調達価格（※）
 - 事業用太陽光発電のうち入札対象外となる区分も、より効率的な水準の調達価格を設定するべきではないか。
- 事業用太陽光発電のうち地域公共案件の取扱い（※）
 - 地域公共案件については、どのような配慮が適切か。
- 住宅用太陽光発電の2020年度以降の調達価格
 - 住宅用太陽光発電については、これまでは価格低減のスケジュールを提示するという観点から、2016年度の本委員会で向こう3年間の調達価格を設定したところであるが、リードタイムが短いことも踏まえると、今年度の委員会で2020年度の調達価格を決定することが適切か。

※再エネ大量導入・次世代電力NW小委から具体化を御提案いただいた事項（参考参照）

前々回の主な御意見（本日御議論いただく論点の関係事項）

○適正な利潤（IRR）

- IRRの水準は、設定後6年が経過している中で、送配電事業者の事業報酬率の水準なども踏まえつつ、供給量勘案上乘せ措置の取扱いだけでなく、適正な利潤そのものの検討が必要ではないか。

○価格目標

- 価格目標は当該年度に運転開始する案件の平均値であるため、認定から運転開始までのタイムラグを考慮して決定する必要があるのではないか。

○入札制

- 太陽光発電は入札制拡大が原則だが、50kW未満は直近でも年間5万件の認定案件が存在するため取扱いが難しい。50kW～500kWの間のどの規模以上を入札対象とするか、今後具体的に議論していく必要があるのではないか。
- 入札制度をコストダウンの方策として活用することに異論はないが、これまでの太陽光入札では国が設定した入札量を下回る規模の応札にとどまっている。事業者ヒアリングなどを通じて、どのような事業環境整備が必要かといった点も含め、原因と障壁を分析していくことが必要ではないか。

○入札対象外の事業用太陽光発電の2019年度の調達価格

- 入札対象外案件が経済的に有利にならないようにすることが最も重要であり、このことが担保されれば、事務コストなどを考慮して入札対象範囲が多少小さくなったとしても弊害は少ないのではないか。

○事業用太陽光発電のうち地域公共案件の取扱い

- 地域に再生可能エネルギーが根付くために地域公共案件は重要であり、FIT制度において一定の配慮が必要ではないか。
- 地域公共案件には公共目的があるため、補助金などで支援を行うことは合理的であるとしても、他の政策目的への配慮を調達価格において行うべきではないのではないか。

○住宅用太陽光発電の2020年度以降の調達価格

- リードタイムが短いことから、住宅用太陽光発電の2020年度の価格を今年度決定することはむしろ適切ではないのではないか。
- ZEBやZEHといった取組を進めている中で、住宅用太陽光発電の2020年度の価格を決めることが難しいとしても、買取対象とすること自体は決定できないか検討を行うべきではないか。

業界ヒアリングでの主な御意見（本日御議論いただく論点の関係事項）

○価格目標・コスト低減に向けた取組

- 事業用の価格目標である7円/kWhという水準をどう考え、具体的にどのような取組で達成していくのか。
- 太陽光発電のコストには国際標準がある中で、日本の高コスト要因として特殊事情があるとすれば、それは日本に向かない電源であるということになりかねない。事業者には努力を続けていただきたい。
- 第2回太陽光入札の上限価格よりも低い水準で事業を実施できている事業者が一定程度存在するというデータが示されたが、どのような要因によるものとするか。ESG投資の拡大などにより投資環境が整いつつあると考えるが、何がコスト低減のネックとなっているのか。
- 自立化に向けた事業モデルを具体化する必要がある。

○入札制

- 事業用の入札対象範囲については、小規模案件等の事務負担コストを考慮すると、社会的コストを増大させないよう、全ての範囲を対象としないとしても、事業用は原則入札という方向で進めていくべきではないか。
- 第2回太陽光入札への参加者が少なかったことをどう分析するか。
- 2019年度の入札の上限価格を公表とすかどうかは改めて議論する必要があるのではないか。
- 入札の上限価格を公表する場合、入札価格が上限価格に張り付き、十分な競争が生じないおそれがあるのではないか。

○入札対象外の事業用太陽光発電の2019年度の調達価格

- 事業用について、既に太陽光発電では相当のFIT認定量・導入量がある中で、高コスト案件をFIT制度により無理に導入することは、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立というFITの趣旨から外れる。入札対象範囲を拡大し、その状況を見つつ、入札対象範囲外の調達価格を決定するという対応が必要ではないか。
- 入札から逃れたら有利になるというのは不健全。入札対象範囲外の調達価格については、入札の上限価格より低い水準とすることを徹底するべきではないか。
- 太陽光発電事業の進展により事業リスクは低減しているため、現在想定しているIRRを低減させることも検討するべきではないか。

○住宅用太陽光発電の2020年度以降の調達価格

- 住宅用について、2020年度末にFIT法抜本見直しの期限が到来する中で、委員会として買取りの実施を決定することは難しい。
- ZEB、ZEHはエネルギー・環境政策上重要であり、FIT制度だけでなく他の政策と合わせて全体として推進していくことが必要ではないか。

(参考) FIT認定量・導入量・各国の買取価格

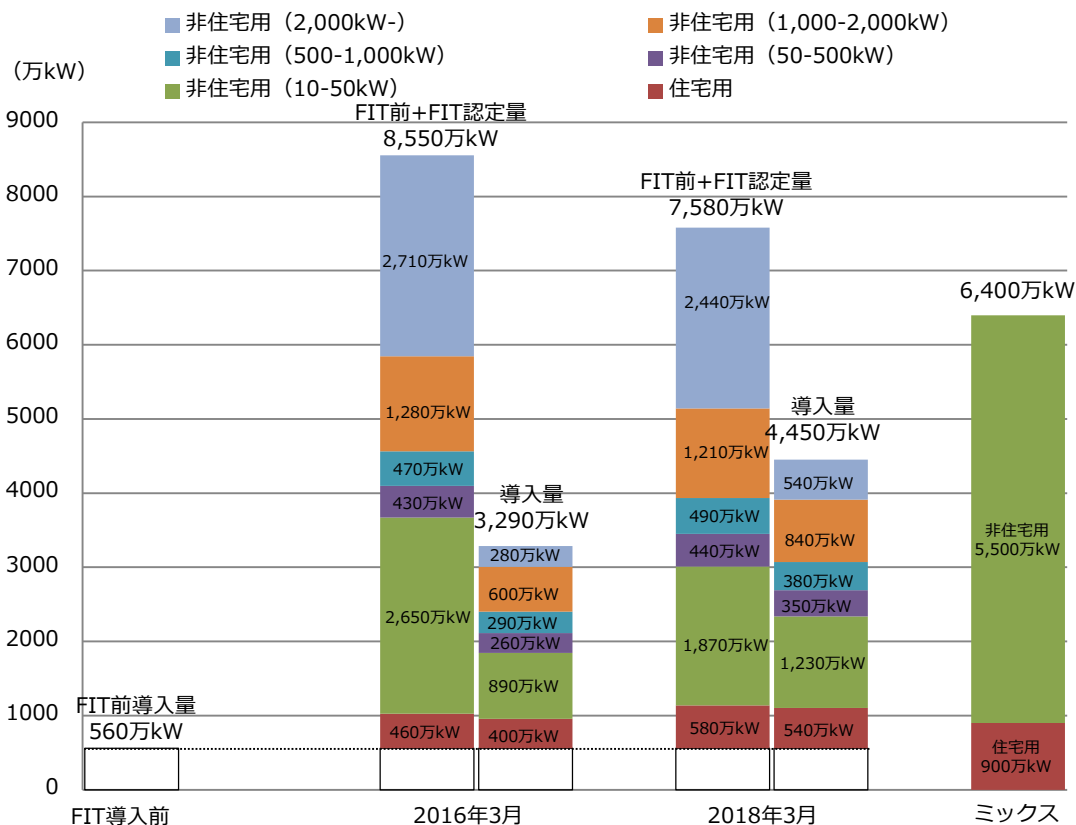
7

- 太陽光発電については、**エネルギーミックス (6,400万kW)** の水準に対して、現時点のFIT前導入量 + FIT認定量は**7,580万kW** (※) 導入量は**4,450万kW**。10kW～50kWの案件が多く、事業用太陽光の全件数に占める割合は、FIT認定量・導入量ベースともに95%程度となっている。

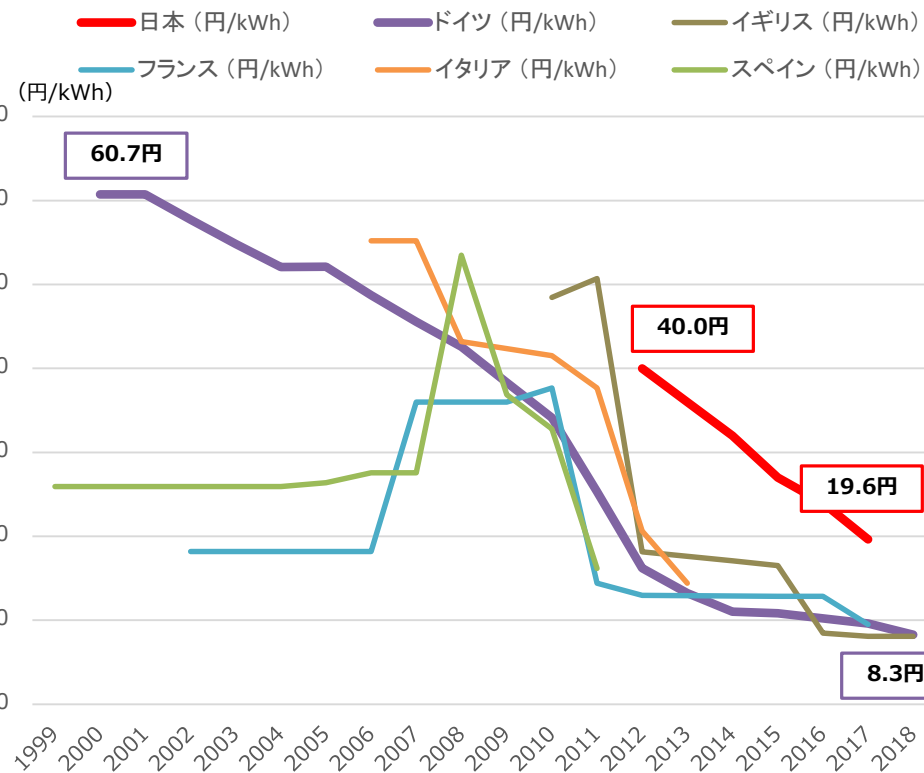
(※) 改正FIT法による失効分を反映済。経過措置による2017年4月以降の失効分 (10kW未満) については、現在集計中であり、反映されていない。

- 最新の買取価格は、住宅用 (10kW未満) の2019年度の調達価格が**24円/kWh**、事業用 (10kW以上2,000kW未満) の2018年度の調達価格が**18円/kWh**であるが、**海外の買取価格と比べて高い。事業用 (2,000kW以上) は入札対象**となっている。

＜太陽光発電のFIT認定量・導入量＞



＜太陽光発電 (2,000kW) の各国の買取価格＞



※改正FIT法による失効分を反映済。経過措置による2017年4月以降の失効分 (10kW未満) については、現在集計中であり、反映されていない。

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件は含まない。

※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。

欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

1. 価格目標

2. 事業用太陽光発電の入札対象範囲

3. (1) 事業用太陽光発電のコスト動向

(2) 住宅用太陽光発電のコスト動向

現行の価格目標

- 価格目標は、FIT法第3条第12項に基づき、**発電事業者・メーカー等の努力やイノベーションによるコスト低減を促す**ため、2017年4月のFIT法改正に伴って決定されたもの。同法第3条第4項において、**調達価格の設定に当たっては価格目標を勘案する**こととされている。
- 太陽光発電については、現行では、以下の価格目標を掲げているところ。
 - 事業用：2020年発電コスト14円/kWh・**2030年発電コスト7円/kWh**
 - 住宅用：2019年売電価格24円/kWh・**できるだけ早期に売電価格11円/kWh**
- なお、ここでいう「発電コスト」とは、資金調達コストのみを念頭に置いた割引率（3%）を付加したもの。現時点で調達価格等算定委員会が想定する適正利潤（IRR=5%）と異なる。
 - **発電コスト（割引率3%）7円/kWh**は
 - **調達価格に換算（割引率5%）すると、8.5円/kWh**に相当。

太陽光競争力強化研究会取りまとめ（2016年9月、現行目標設定時）

【現状】

現行のシステム費用は、約30万円/kWで欧州の2倍

モジュール・PCS：1.7倍

- ・ 国際流通商品でも内外価格差が存在。
- ・ 住宅用は過剰な流通構造で3倍の価格差。

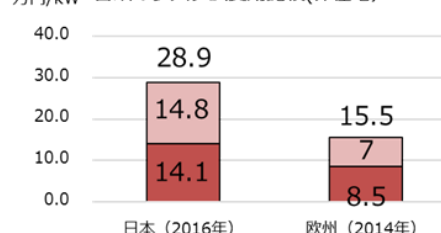
工事費・架台等：2.1倍

- ・ 太陽光専門の施工事業者も少なく、工法等が最適化されていない。
- ・ 日本特有の災害対応や土地環境による工事・架台費増。

競争促進と
技術開発により
国際価格に収斂

工法等の最適化、
技術開発等により低減

万円/kW 日欧のシステム費用比較(非住宅)



■ モジュール・PCS ■ 工事費・架台・BOS

出典：太陽光発電競争力強化研究会報告書

【目標】

<事業用太陽光>

- ・ **2020年 20万円/kW**
(発電コスト14円/kWh※に相当)
- ・ **2030年 10万円/kW**
(発電コスト7円/kWh※に相当)

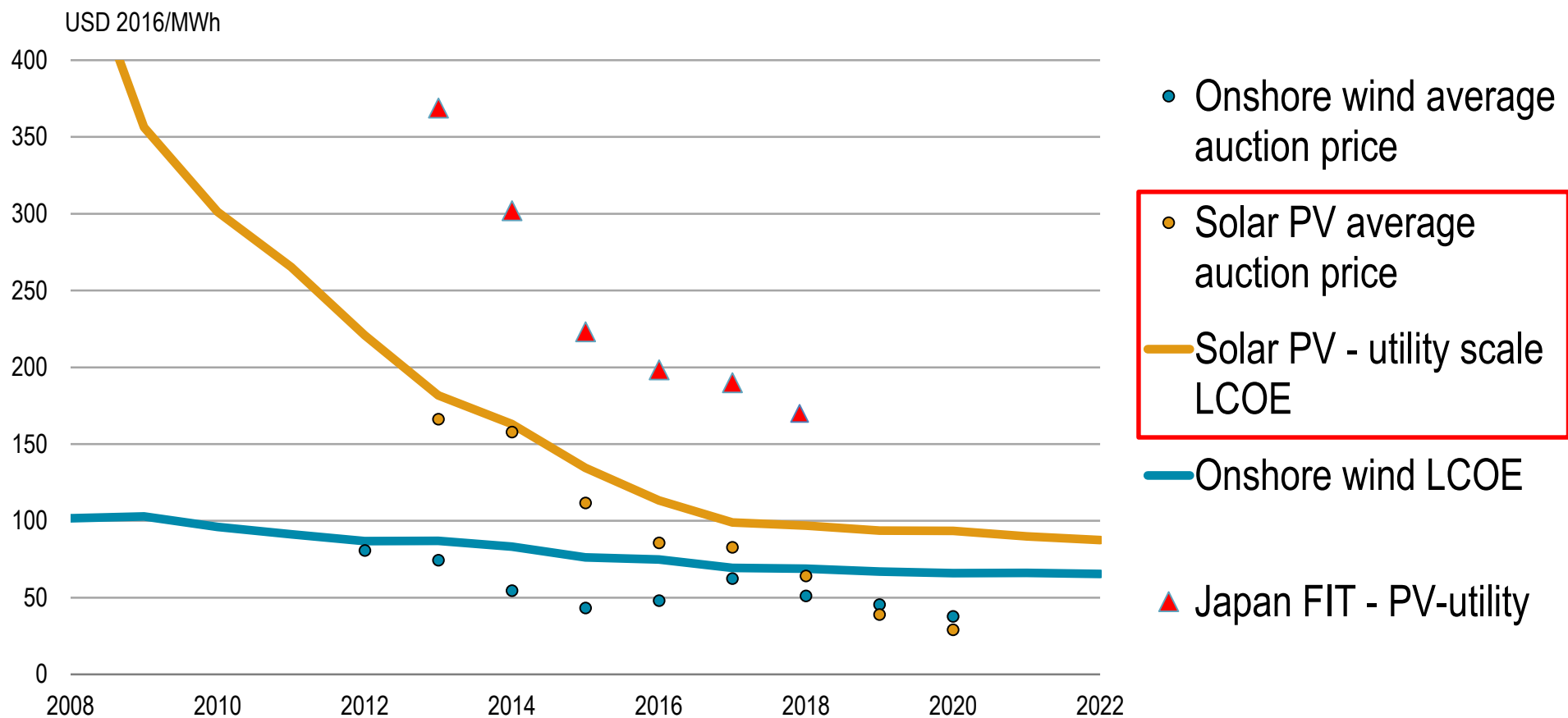
<住宅用太陽光>

- ・ **2019年 30万円/kW**
(売電価格が家庭用電力料金24円/kWh並み)
- ・ **出来るだけ早期に 20万円/kW**
(売電価格が電力市場価格11円/kWh並み)

※2020年14円/kWh、2030年7円/kWhはNEDO技術開発戦略目標

①事業用太陽光発電 世界のコスト動向

- 世界では、直近の10年間で太陽光発電のコストが大幅に低下しており、既に平均的な案件の発電コストが10円/kWh程度の水準となっている。

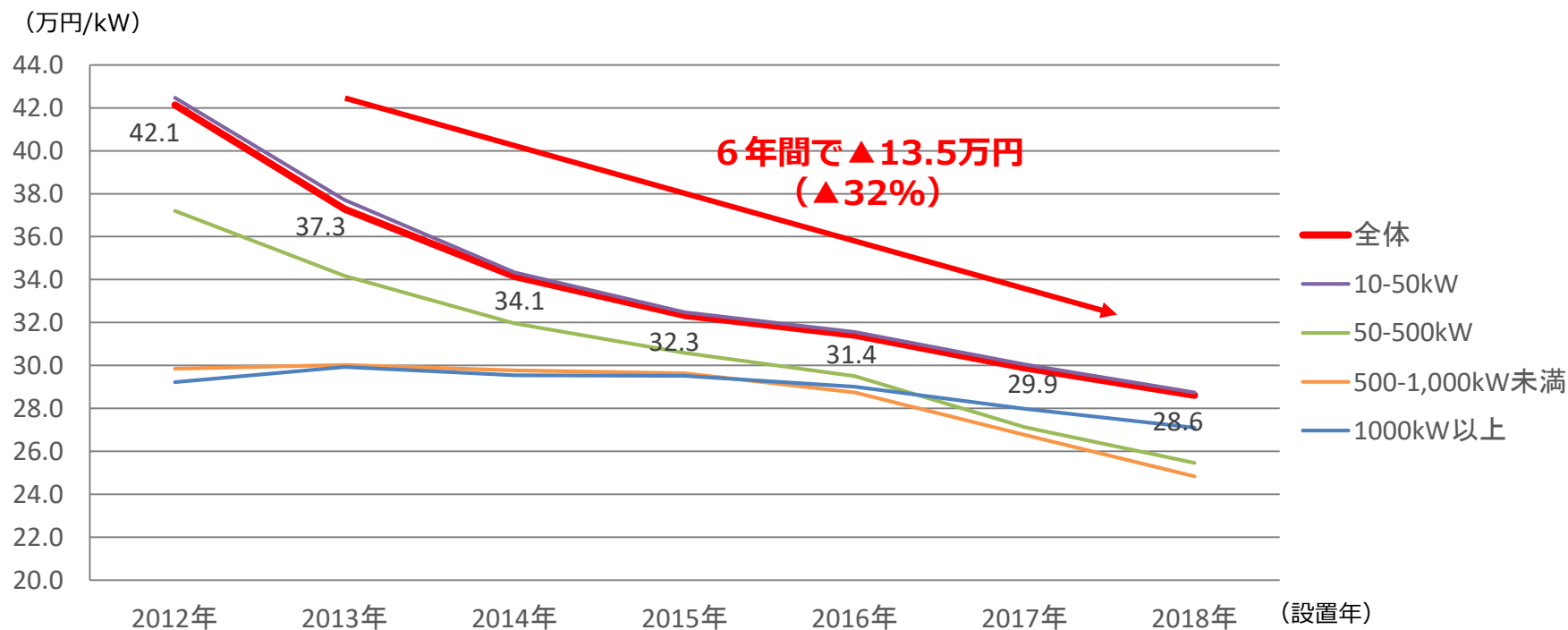


※IEA Renewables 2017をもとに資源エネルギー庁作成。

①事業用太陽光発電 日本のコスト動向（実績）

- 日本でもFIT制度導入開始以降、パネル価格の低減などにより、**太陽光発電のコストは低下傾向**（システム費用（パネル・パワコン・工事費など）は6年間で▲13.5万円（▲32%））にあるが、**世界と比べるとまだ高い**。
- 例えば、価格目標を達成するために目指すべきシステム費用の目安は以下のとおり。
 - 発電コスト14円/kWh = **システム費用20万円/kW**
 - 発電コスト 7円/kWh = **システム費用10万円/kW**

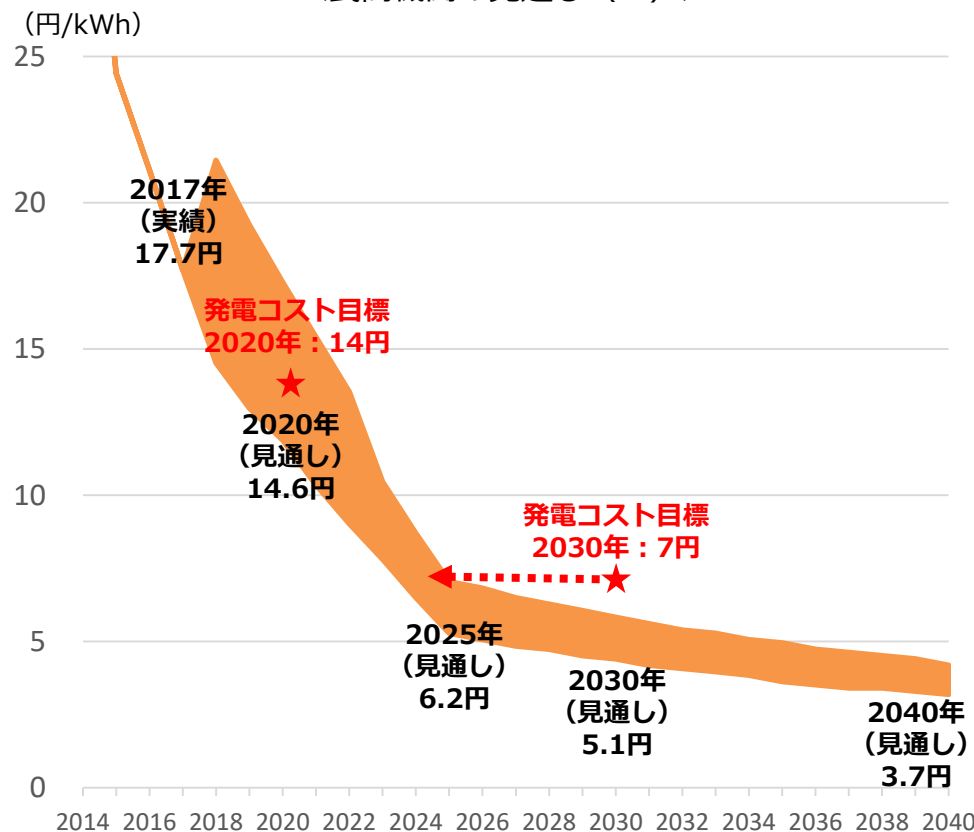
＜事業用太陽光のシステム費用の平均値＞



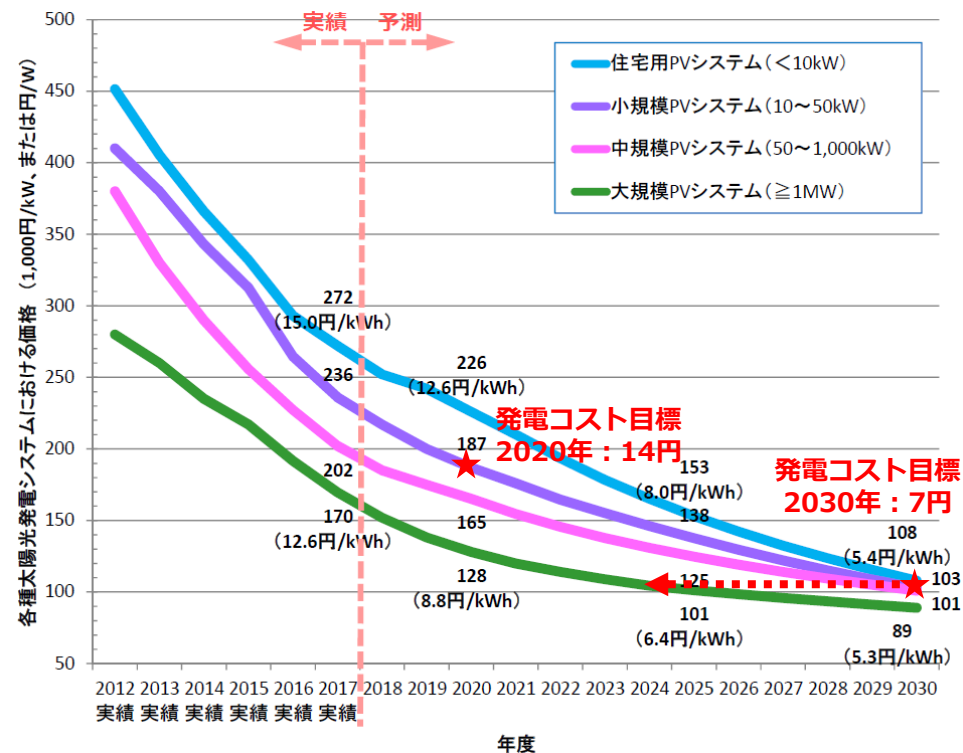
①事業用太陽光発電 日本のコスト動向（民間調査機関の見通し）

- 民間調査機関が公表したデータによると、日本の太陽光発電の発電コストは2025年に6.2円/kWh、2030年に5.1円/kWh程度まで低減することが見通されている。
- また、別の民間調査機関の推計によると、大規模太陽光発電のコストは、2025年に6.4円/kWh、2030年に5.3円/kWh程度まで低減することが見通されている。

<民間機関の見通し（i）>



<民間機関の見通し（ii）>

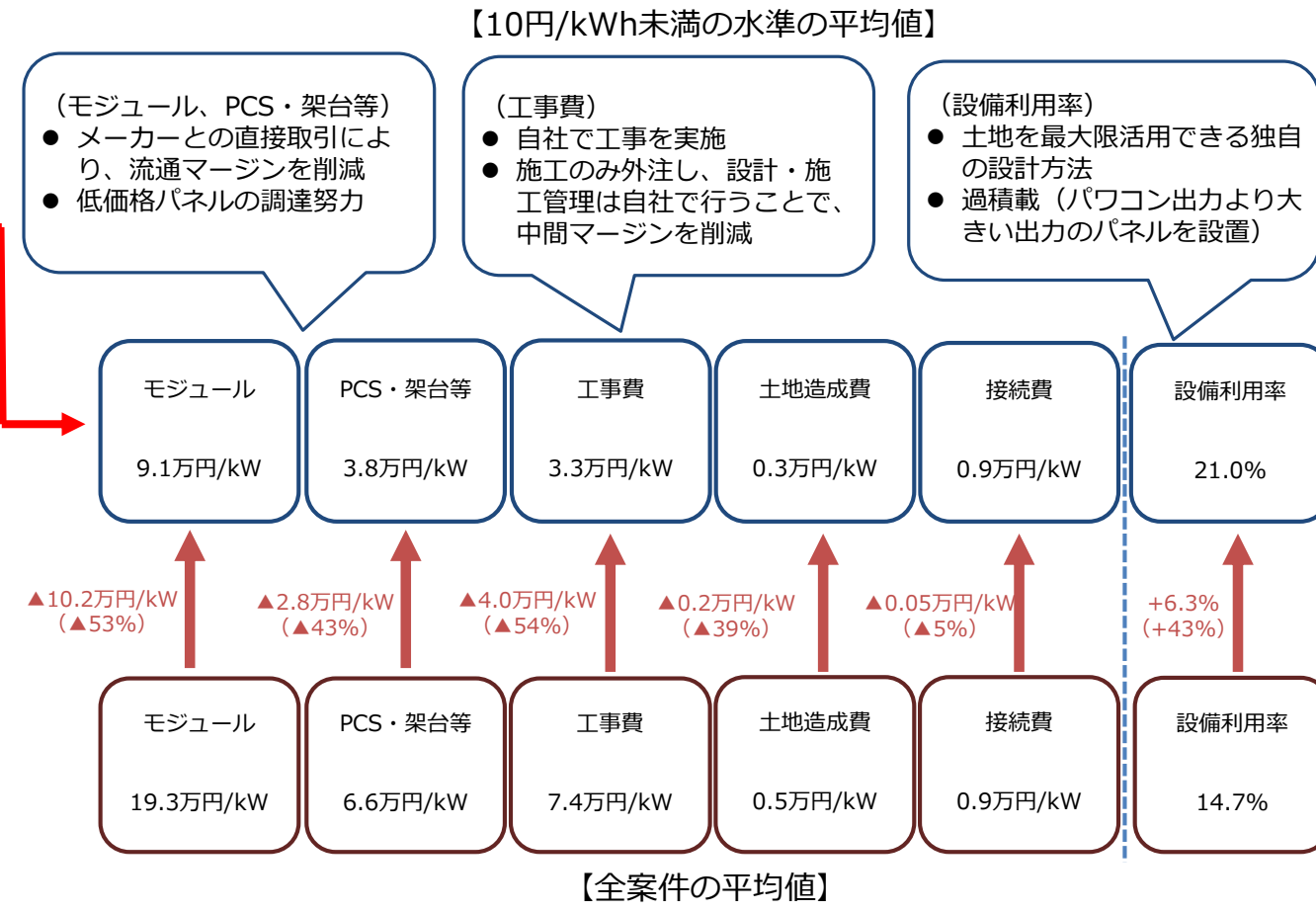


※Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。2017年までは実績。発電コストの見通しは割引率3%程度を想定しており、上位ケースと下位ケースの中央値。1\$=110円換算で計算。

※資源総合システム「日本市場における2030年に向けた太陽光発電導入量予測」（2018年9月）より抜粋。2017年度までは実績。発電コストの見通しは割引率3%を想定。（導入・技術開発加速ケース）

- 事業用太陽光発電については、定期報告データの提出があった事業者（296,026件）のうち、**535件（全体の0.2%）**が10円/kWh未満で事業を実施できており、**全体に占める割合は増加傾向**にある。
- 10円/kWh未満の事業者は、モジュール、PCS・架台等、工事費が**平均的な案件の半額程度**。設備利用率は**平均的な案件より4割程度高く、21.0%程度**となっている。

機能的・簡易的に計算したLCOE	件数
7円/kWh未満	5件
7円/kWh～8円/kWh	22件
8円/kWh～9円/kWh	159件
9円/kWh～10円/kWh	349件
10円/kWh～11円/kWh	752件
11円/kWh～12円/kWh	1,806件
12円/kWh～13円/kWh	3,589件
13円/kWh～14円/kWh	6,548件
14円/kWh～15円/kWh	9,980件
15円/kWh～16円/kWh	13,320件
16円/kWh～17円/kWh	16,542件
17円/kWh～18円/kWh	19,260件
18円/kWh～19円/kWh	22,092件
19円/kWh～20円/kWh	24,398件
20円/kWh以上	177,204件
合計	296,026件



（資本費＋運転維持費）／発電電力量により、機能的・簡易的に計算した。
割引率は3%と仮定。最新の調達価格の想定値を使用し、IRR0%及びIRR3%の場合の比率をもとに機能的・簡易的に計算した。

目指すべきコスト水準に関する今後の方向性①

第8回再エネ大量導入・次世代電力NW小委
(2018年9月12日) 資料2より抜粋

- 目指すべきコスト水準としての価格目標については、調達価格等算定委員会の意見を聴いて、経済産業大臣が定めることとなっている(※)。このため、以下の方向性を踏まえて調達価格等算定委員会で検討し、具体化いただくことが適当ではないか。

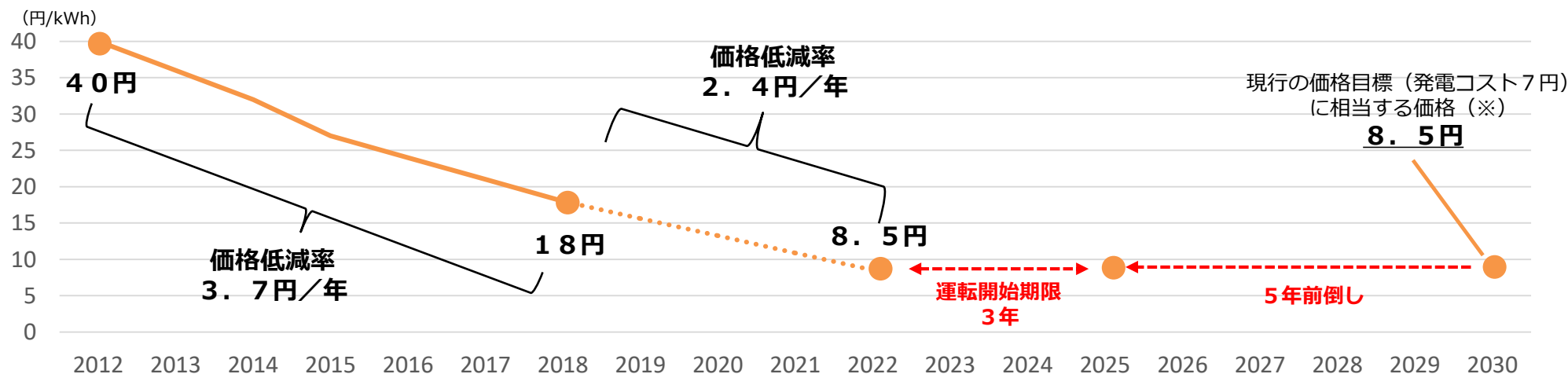
(1) 事業用太陽光発電について

- 事業用太陽光発電については、世界の市場における急速なコスト低減、複数の調査機関から日本でも現行の目標を下回る水準の見通しが示されていること及び国内のトップランナーの動向を踏まえると、コストダウンをより加速化していく必要があるのではないかと。このため、価格目標については、「2030年発電コスト7円/kWh」という価格目標を3～5年程度前倒すことを検討してはどうか。
- 価格目標は、対象年度（前倒した場合：2025～2027年度）に運転開始する案件の平均発電コストを指すことを明確にし、この着実な達成に向けて調達価格を検討していくべきではないか。
- 特に、認定から運転開始までのリードタイム（例：運転開始期限＝3年）を考慮して、この目標を実現するためにより効率的な価格を検討する（例：対象年度（2025～2027年度）の3年前に相当する2022～2024年度に認定する平均調達価格8.5円/kWhを目指す）必要があるのではないかと。

(※) FIT法第3条第13項において、経済産業大臣が価格目標を変更するときは、調達価格等算定委員会の意見を聴くこととされている。

①事業用太陽光発電 まとめ

- 第5次エネルギー基本計画において再生可能エネルギーの主力電源化が掲げられ、他の電源と比較して競争力ある水準までのコスト低減とFIT制度からの自立化を目指していく中で、「急速なコストダウンが見込まれる電源」である太陽光発電については、コストダウンの更なる加速化が必要である。
- 事業用太陽光発電については、世界で急速なコストダウンが実現しているだけでなく、現状ではコストが高い日本においても、2025年頃には現行の目標を下回る将来のコスト見通しが複数の民間調査機関から示されている。また、これまでに導入された案件でも10円/kWh未満で事業を実施できている事業者が一定程度存在し、その割合は増加傾向にある。こうした中で、発電事業者・メーカー等の努力やイノベーションによるコスト低減を促すという価格目標の趣旨を踏まえると、意欲的な水準の目標を設定する必要がある。
- 以上の点を踏まえ、「2030年発電コスト7円/kWh」という価格目標を5年前倒したうえで、2025年に運転開始する案件の平均的な発電コストで7円/kWhを目指すことを明確化してはどうか。
- この場合、現在のFIT制度では、認定から運転開始までの期間として最大で運転開始期限の3年間に要することに留意する必要がある。

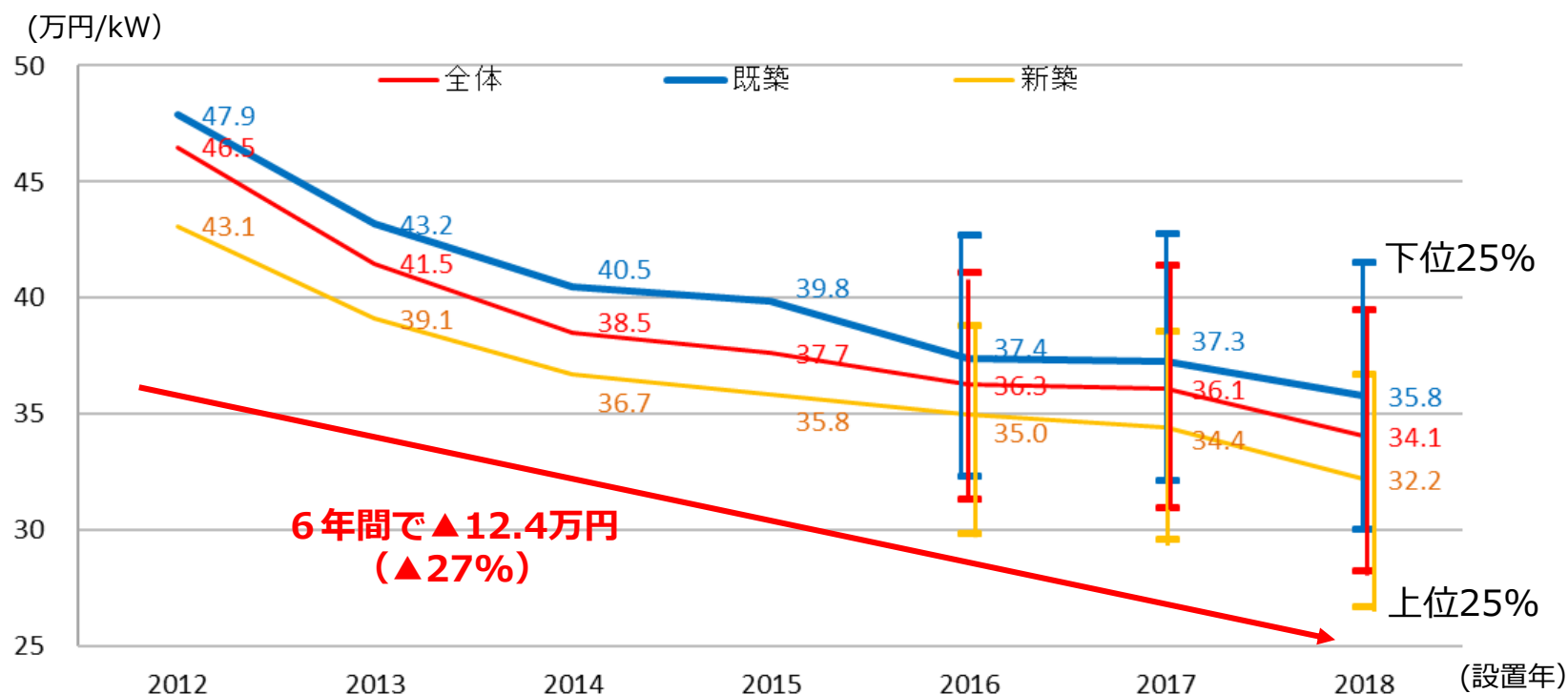


(※) 割引率 (IRR) は現在の調達価格の想定 (5%) を用いており、この水準が変動する場合、価格目標を達成するための価格は変わりうる。

②住宅用太陽光発電 コスト動向（実績）

- 住宅用太陽光発電でも、パネル価格の低減などにより、**事業用とほぼ同様のスピードでコストは低下傾向**（住宅用太陽光発電全体のシステム費用は6年間で▲12.4万円（▲27%））にある。
- なお、価格目標を達成するために目指すべきシステム費用の目安は以下のとおり。
 - 売電価格が家庭用電気料金並み＝**システム費用30万円/kW**
 - 売電価格が卸電力市場価格並み＝**システム費用20万円/kW**

＜住宅用太陽光のシステム費用の平均値＞

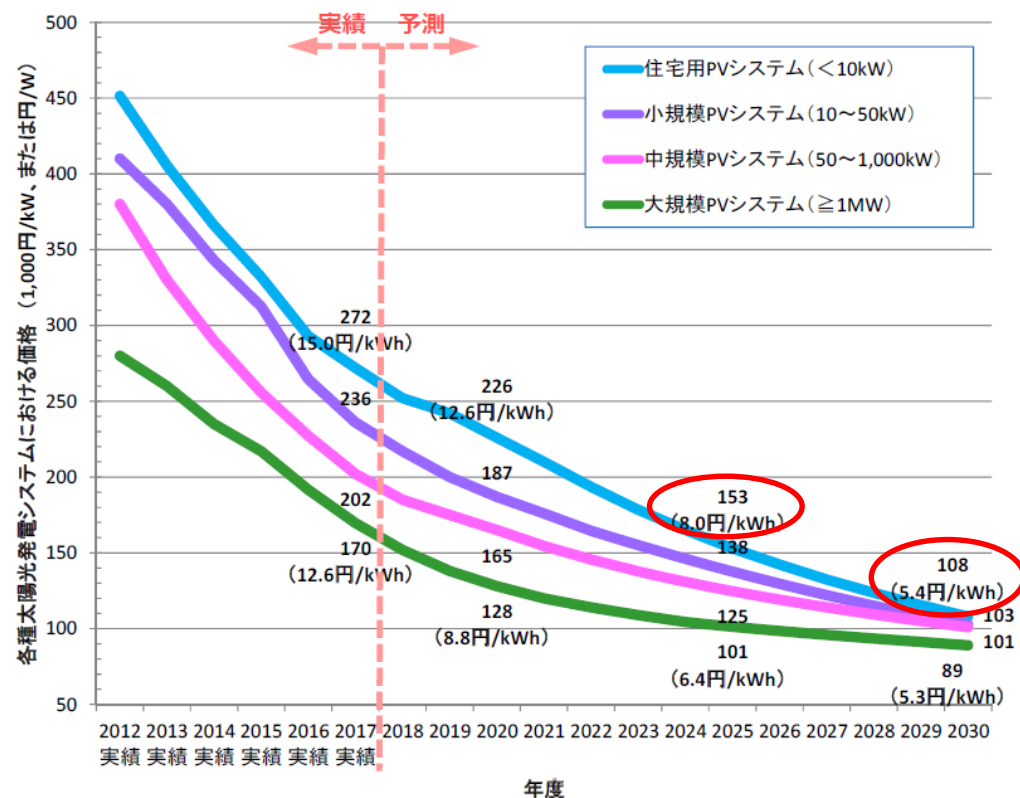


～2014年：一般社団法人太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センター補助金交付実績データ

2015年～：定期報告データ（2015年の新築・既築価格は、2014年の全体に対する新築・既築それぞれの価格の比率を用いて推計）

②住宅用太陽光発電 コスト動向（民間調査機関の見通し）

- 民間調査機関が公表したデータによれば、住宅用太陽光発電のコストは、**2025年に8.0円/kWh、2030年に5.4円/kWhに低減する見通し**が示されている。



※資源総合システム「日本市場における2030年に向けた太陽光発電導入量予測」（2018年9月）より抜粋。2017年度までは実績。割引率3%を想定。（導入・技術開発加速ケース）

②住宅用太陽光発電 コスト動向（トップランナー）

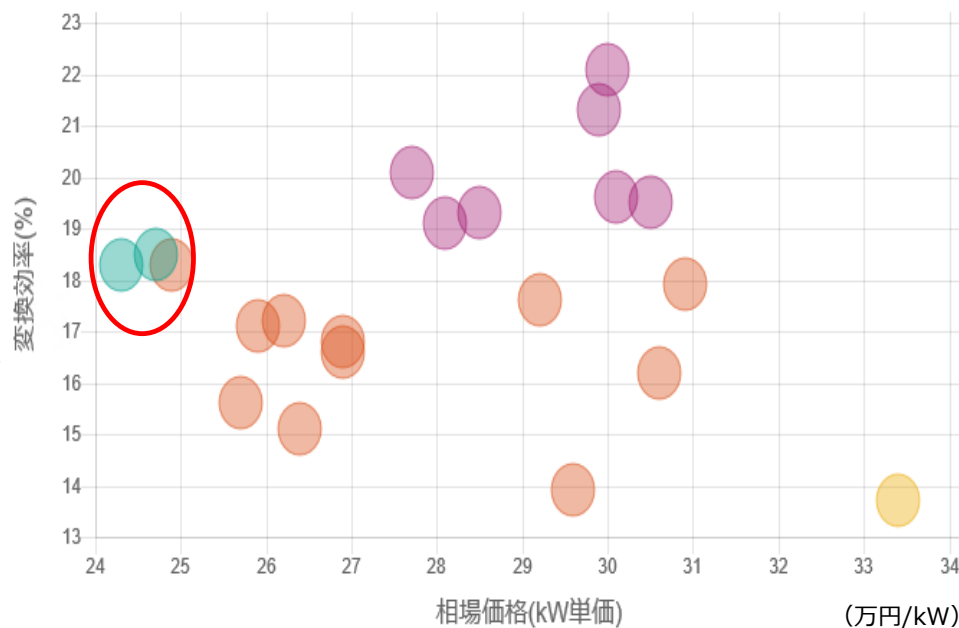
- 2019年度の住宅用太陽光発電の調達価格等の設定に当たっては、想定値としてシステム費用の上位25%水準を採用している。定期報告データを分析すると、2018年に設置された新築案件の上位25%水準は26.73万円/kWとなり、**はじめて30万円/kWを下回った**。
- また、**市場では既にシステム費用20万円/kW台前半**で取引されている事例も見られる。

＜定期報告データ＞

%	住宅用 システム費用	
	2018年設置（全体）	2018年設置（新築のみ）
5%	23.26	22.91
10%	24.90	24.23
15%	25.54	25.21
20%	26.85	25.70
21%	27.11	25.85
22%	27.42	26.00
23%	27.71	26.25
24%	28.00	26.53
25%	28.28	26.73
26%	28.55	26.85
27%	28.81	27.05
28%	29.05	27.32
29%	29.23	27.59
30%	29.42	27.87
31%	29.49	28.15
32%	29.66	28.36
33%	29.80	28.62
34%	30.00	28.85
35%	30.28	29.04
40%	31.44	29.49
45%	32.60	30.22
50%	33.72	31.15

←昨年度
30.56万円/kW

＜市場における取引価格の例＞



（出典）（株）ソーラーパートナーズHPより引用
※6kW台のパネル設置時のシステム費用

目指すべきコスト水準に関する今後の方向性①

第8回再エネ大量導入・次世代電力NW小委
(2018年9月12日) 資料2より抜粋

- 目指すべきコスト水準としての価格目標については、調達価格等算定委員会の意見を聴いて、経済産業大臣が定めることとなっている(※)。このため、以下の方向性を踏まえて調達価格等算定委員会で検討し、具体化いただくことが適当ではないか。

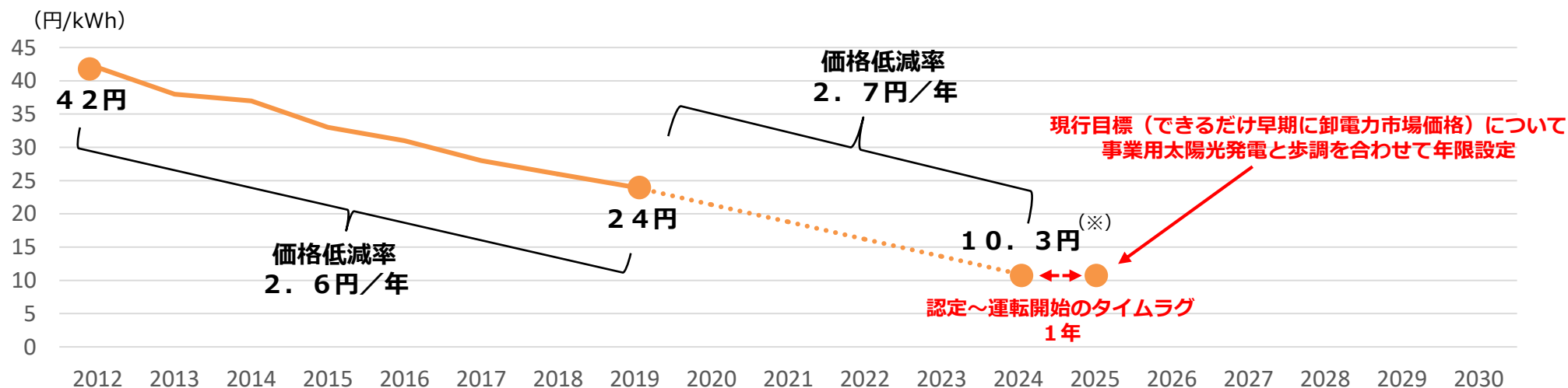
(2) 住宅用太陽光発電について

- 住宅用太陽光発電については、中間整理で示したとおり、蓄電池等と組み合わせながら、**自家消費モデルを促進しつつ**、FIT制度からの自立化を図っていくことが重要ではないか。価格目標については、事業用太陽光発電のコスト低減スピードと歩調を合わせつつ、自立化を一層促していくため、**「できるだけ早期に」という卸電力市場並み(11円/kWh)の調達価格を実現する時期を、事業用太陽光と同時期(2025～2027年度)と明確化**することについて、自家消費も含めた「FIT制度から自立したモデルの在り方」と併せて検討していくべきではないか。

(※) FIT法第3条第13項において、経済産業大臣が価格目標を変更するときは、調達価格等算定委員会の意見を聴くこととされている。

②住宅用太陽光発電 まとめ

- 住宅用太陽光発電についても、**事業用太陽光発電と同様のスピードでコストダウン**が進んでおり、**現行の目標を下回る将来のコスト見通し**が民間調査機関から示されている。また、直近のコストデータや市場の状況を踏まえると、「2019年に売電価格が家庭用電気料金並み」という目標は達成されつつあり、**「売電価格が卸電力市場価格並み」の実現を目指すフェーズ**に入りつつある。
- 以上の点を踏まえると、事業用太陽光発電のコスト低減スピードを合わせて、「売電価格が卸電力市場価格並み」という価格目標を達成する年限を**2025年と設定**したうえで、**2025年に運転開始する平均的な案件**で「売電価格が卸電力市場価格並み」を目指すことを明確化してはどうか。
- この場合、現在のFIT制度では、認定から運転開始までの期間として**最大で運転開始期限の1年間を要する**ことに留意する必要がある。



(※) 2017年度の卸電力市場価格は、各月の加重平均値で10.3円/kWh。

1. 価格目標

2. 事業用太陽光発電の入札対象範囲

3. (1) 事業用太陽光発電のコスト動向

(2) 住宅用太陽光発電のコスト動向

入札制について今年度の本委員会でご議論いただく事項（案）

- 2019年度以降の入札制度について、今年度の本委員会では、①太陽光発電とバイオマス発電の共通事項として2019年度の実施スケジュール、上限価格の取扱い等、②太陽光発電の入札対象範囲、2019年度の入札量、③バイオマス発電の入札対象範囲、2019年度の入札量、新規燃料の取扱い・石炭混焼案件の取扱いを御議論いただきたい。
- このうち、まず本日の委員会では、2019年度の入札制度設計の前提となる太陽光発電の入札対象範囲について御議論いただき、その他の事項は第3回太陽光入札の結果（2018年12月18日公表）を踏まえて御議論いただくこととしてはどうか。

今年度の本委員会でご議論いただく内容（案）

- 2019年度の実施スケジュール
- 2019年度の上限価格の取扱い（公表・非公表）
- 地域公共案件の取扱い
- 保証金の取扱い

太陽光発電

- 入札対象範囲 **本日御議論いただく事項**
- 2019年度の入札量

バイオマス発電

- 入札対象範囲
- 2019年度の入札量
- 新規燃料の取扱い・石炭混焼案件の取扱い

①日本の入札実施状況

- 2,000kW以上の太陽光発電については、**2017年度に第1回入札（募集容量：500MW）を実施**。29件・490MWが参加を申し込み、23件・388MWが入札参加資格を得たが、**実際の入札件数は9件・141MW**。その後第2次保証金を納付して認定に至った案件は、**4件・41MW**。2017年度入札対象外規模の調達価格（21円/kWh）に対し、17.20円/kWhなどでの落札があり、**一定のコスト低減効果が見られた**。
- **2018年度上期には第2回入札（募集容量：250MW）を上限価格を非公表として実施し**、9月4日に結果を公表。19件・393MWが参加を申し込み、15件・334MWが入札参加資格を得たが、**実際の入札件数は9件・197MW**。入札対象外規模の調達価格より低い価格での入札があった（最低入札価格：16.47円/kWh）ものの、**全ての事業が上限価格を上回ったため、落札者はいなかった**。
- 過去2回の入札では、**実際の入札容量が募集容量を下回る結果**となっている。

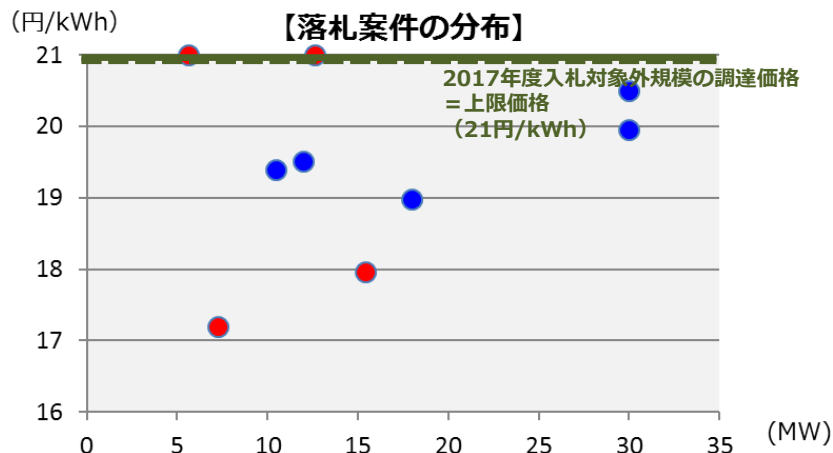
<2017年度（第1回）の太陽光の入札結果>

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : **29件・490MW**
 参加資格を得た件数・容量 : **23件・388MW**
 実際の入札件数・容量 : **9件・141MW**

落札の結果

落札件数・容量 : **9件・141MW**
 最低落札価格 : **17.20円/kWh**
 最高落札価格 : **21.00円/kWh**



(注) 青は、第2次保証金が納付されず落札者決定が取り消された案件

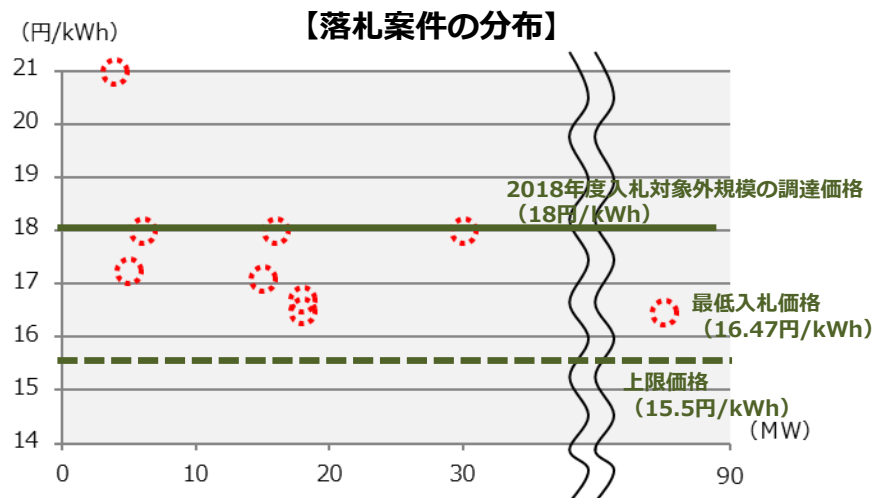
<2018年度上期（第2回）の太陽光の入札結果>

入札の結果

入札参加申込件数・容量 : **19件・393MW**
 参加資格を得た件数・容量 : **15件・334MW**
 実際の入札件数・容量 : **9件・197MW**

落札の結果

落札件数・容量 : **0件・0MW**
 最低入札価格 : **16.47円/kWh**
 最高入札価格 : **20.99円/kWh**



②海外の入札実施状況 全体像

- 世界では、大規模電源には入札制は広く活用されており、かなり小規模なものまで対象にしている国も存在。

	 日本 再エネ比率：14.5% (2016年) ※2018年度時点	 ドイツ 再エネ比率：31.6% (2016年) ※2018年1月時点	 イギリス 再エネ比率：24.6% (2016年) ※2018年1月時点	 フランス 再エネ比率：17.9% (2016年) ※2018年1月時点	 イタリア 再エネ比率：39.1% (2016年) ※2017年末時点
太陽光	2,000kW～	750～10,000kW ※1	— ※2	屋根設置※1 (100～8,000kW) 地上設置※1 (500～17,000kW)	— ※4
陸上風力	—	750kW～	— ※2	7基～	5,000kW～
洋上風力 ※5	(一般海域の利用 ルール適用案件)	○	○	○	○
地熱	—	—	○	—	5,000kW～
水力	—	—	— ※2	1,000kW～	— ※2
バイオマス	一般木材等 (10,000kW～) 液体燃料	150～20,000kW ※1	○	— ※3	5,000kW～

※1) これを超える規模は支援対象外。 ※2) 5,000kW超は支援対象外。

※3) 支援対象はバイオガス発電のみで、12,000kW超は支援対象外。 ※4) 支援対象外。 ※5) 日本のみ浮体式を除く。

(出典) 資源エネルギー庁調査

- 2013年11月、欧州委員会は電力セクターへの国家介入（支援制度等）について、通達を公表。
- この通達では、**再生可能エネルギーについては、オークション（入札）により、コスト効率の優れたプロジェクトが落札することを推奨**している。
- 通達後に策定されたガイダンスはEU加盟国が支援制度を導入する際の欧州委員会の審査における判断材料となることから、EU加盟国では、**当該ガイダンスを踏まえた政策決定**がなされている。

欧州委員会通達（2013年11月）

英文原文

As the renewables sector and technologies mature and grow and as costs decline, it is important that production and investment decisions are driven increasingly by the market and not by guaranteed price levels determined by public authorities.

（中略）

Member States are invited to grant such support through genuinely competitive allocation mechanisms such as tendering procedures. Such procedures make it possible to reveal the costs of the different technologies, operators and projects taking into account specific production locations and to stimulate a healthy competition not only between different operators and locations but also between different renewable energy sources.

日本語訳

再生可能エネルギーセクターが成熟・成長し、コストを引き下げするためには、投資決定は、公的機関が保証した価格水準ではなく、市場に委ねられることが重要である。

（中略）

加盟国は、**入札手続きなど競争力ある配分メカニズムを通じ、支援を実施**することが求められる。こうした手続きにより、**個別の案件の立地を考慮しつつ、異なる電源・オペレーター・プロジェクトの費用を開示し、オペレーターや立地の間だけではなく、様々な再生可能エネルギー源の健全な競争を促すことが可能**となる。

各国の対応

ドイツ （2014年7月）

- ・ 通達を踏まえ、2014年7月施行の再生可能エネルギー法改正法にて、**2017年以降は原則として競争入札制度に移行すること**と、移行のためのパイロット計画として、地上設置型太陽光発電を対象に入札制を導入
- ・ 2017年改正法で、入札対象を太陽光に加えて陸上風力、洋上風力、バイオマスに拡大

イギリス （2015年1月）

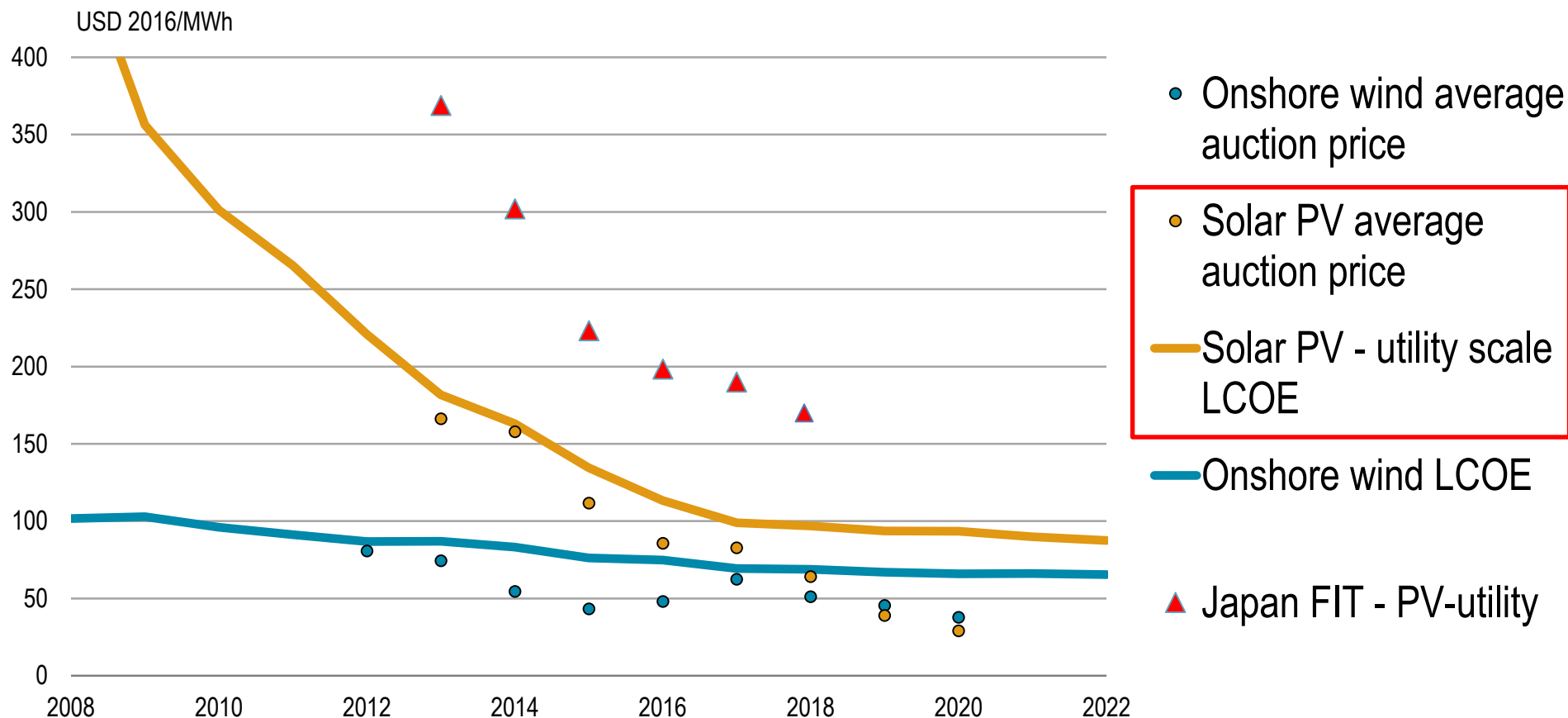
- ・ **2015年以降に稼働する大規模設備の支援を、それまでのRPS制度からCfD（差額契約型）FIT制度に順次移行することを決定**
- ・ CfD FIT制度の支援対象設備を決めるにあたり、2015年1月に第1回の入札を実施

フランス （2016年5月）

- ・ 従来からFIT制度と競争入札制度を併用して、再エネ電力の導入を促進
- ・ 2011年以降、100kW超の新規太陽光発電設備は競争入札制度により支援をしてきたが、通達を受けて、**2017年以降は陸上風力発電も入札制度に移行**

②海外の入札実施状況 入札による落札価格とLCOEの関係

- 世界の太陽光発電と陸上風力発電のLCOEと入札制度における落札価格の関係を分析すると、太陽光発電・陸上風力発電ともに、落札価格の平均値はLCOEの水準よりも低い傾向となっている。



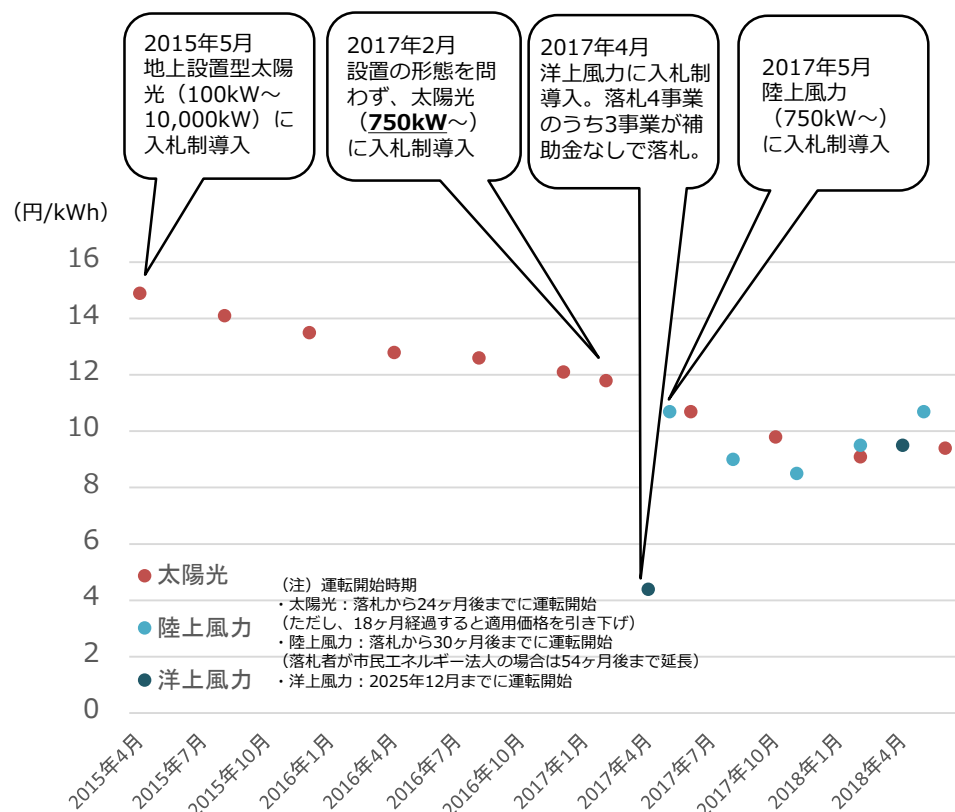
※IEA Renewables 2017をもとに資源エネルギー庁作成。

②海外の入札実施状況 ドイツでの入札制の活用状況

- ドイツでは、**現在750kW以上の太陽光発電に入札制が導入**されている(※)。これは、一定以上の競争性により入札の実効性が確保されることを踏まえ、土地規制等の影響により**案件が集中している大規模案件（750kW以上の案件が約85%（2015年設置の容量ベース））をターゲット**として、競争を促していくためのもの。

(※) 2015年より100kW以上の地上設置型太陽光発電に対して入札制を導入。その実施結果を踏まえて（入札執行コストの増大等）、2017年より対象が750kW以上に限定された。

＜ドイツの入札制度の動向（加重平均落札価格の推移）＞



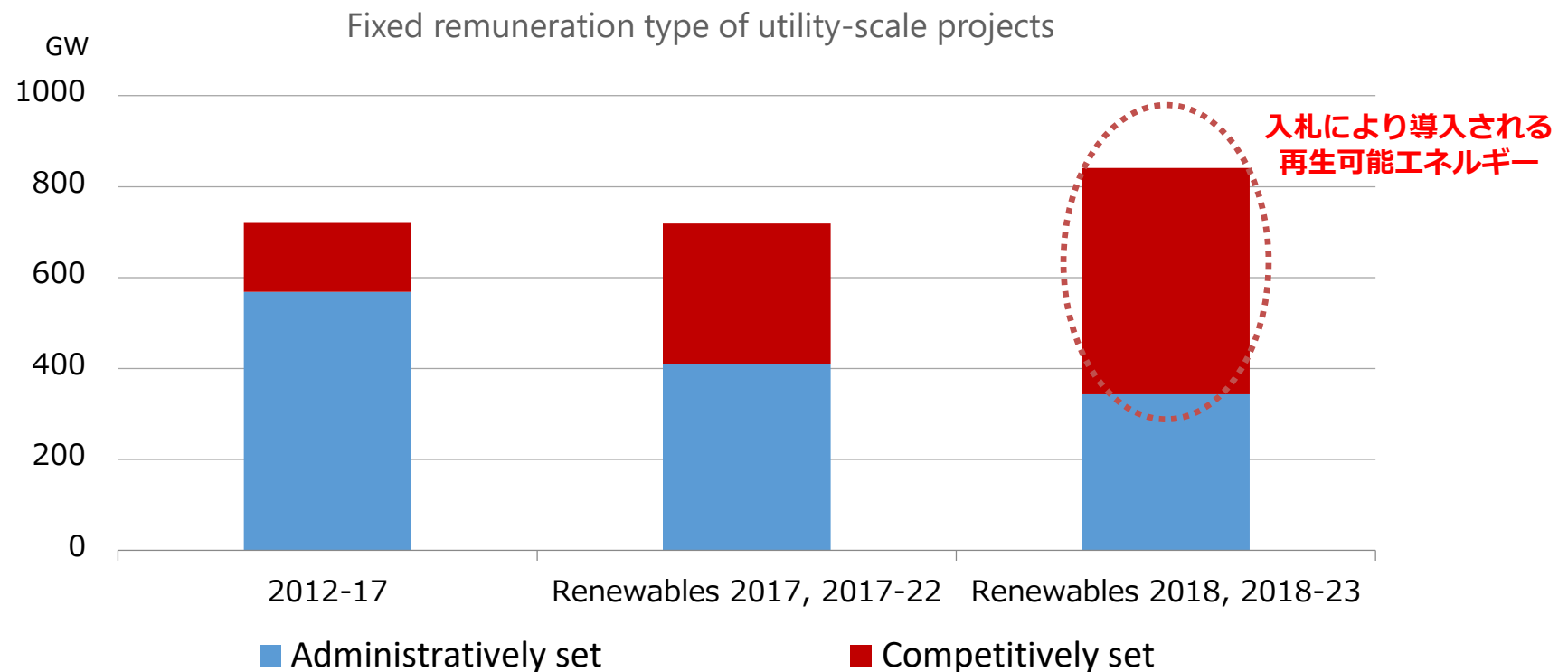
＜ドイツの地上設置型太陽光発電設備の導入状況（2015年）＞

	容量			件数		
	(各規模の割合)(累積の割合)			(各規模の割合)(累積の割合)		
10-40kW	122kW	0.1%	100%	5件	2.0%	100%
40W-100kW	8,135kW	4.1%	99.9%	116件	47.3%	98.0%
100-500kW	22,032kW	11.0%	95.9%	73件	29.8%	50.5%
500-750kW	1,288kW	0.6%	84.9%	2件	0.8%	20.6%
入札対象 750-1,000kW	2,133kW	1.1%	84.2%	2件	0.8%	19.7%
1,000-2,000kW	36,183kW	18.1%	83.2%	24件	9.8%	18.7%
2,000-10,000kW	130,396kW	65.1%	65.1%	22件	8.9%	8.9%
合計	200,467kW	—	—	245件	—	—

※ドイツの市場価格はPhelix Baseload Year Futures 2018（取引期間：2017年6月16日から9月15日の平均価格）より、3.9円/kWhと想定。資源エネルギー庁作成。入札の価格については、実施年を基準とした。1€=120円で換算。

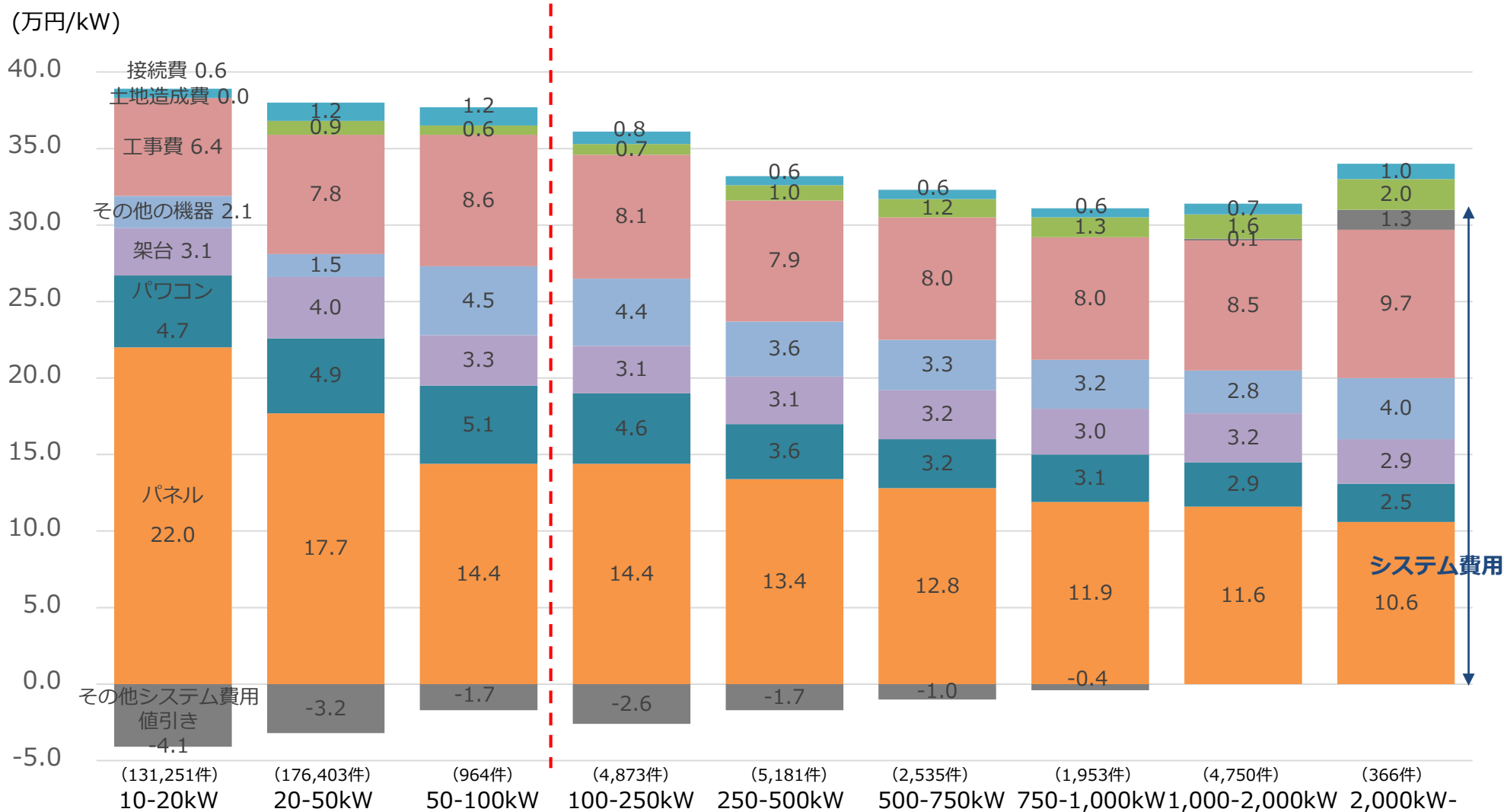
※容量は、ドイツ連邦ネットワーク庁EEG対象の太陽光発電設備登録簿のデータに対して、EEG in Zahlen 2015のデータのうち、地上設置の割合を乗じて推定。件数はそれぞれの規模レンジの中央値で容量を割り戻して推定。

- 2018年にIEAが発表したデータによれば、**2018年～2023年に導入される大規模再エネプロジェクトのうち、全容量の60%程度が入札などの競争的な手法によって調達価格の決定がされる**見通しとなっている。



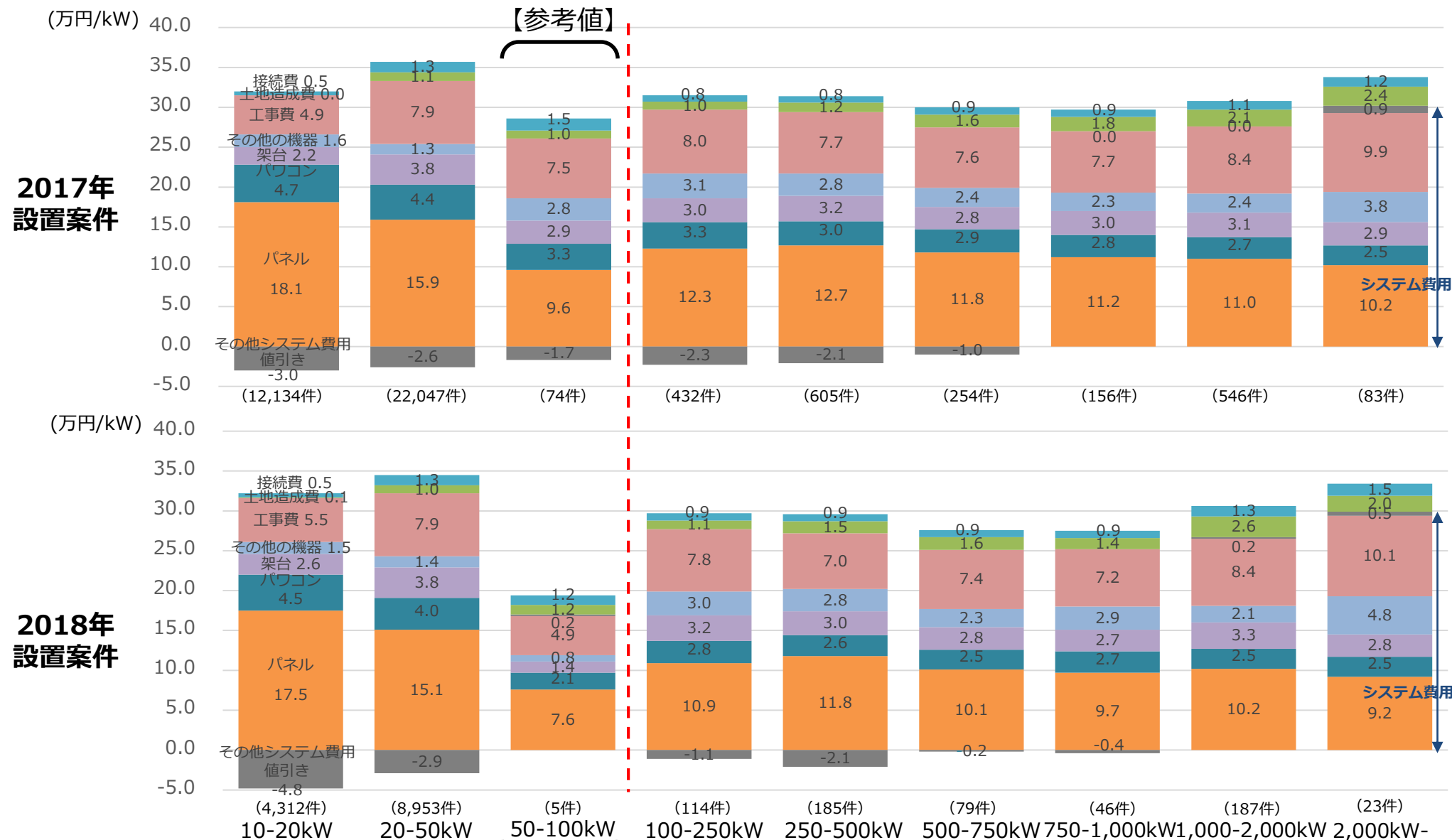
③規模別のコスト動向（全設置期間）

- 事業用太陽光発電の規模別のコスト動向を定期報告データを用いて分析した結果、**10-100kWの規模帯は他の規模帯よりもコストが高く、100kW以上では規模帯によるコストの差は小さい。**



③規模別のコスト動向（直近の設置案件）

■ 直近に設置された案件では、**100kW以上の規模帯間でのコストの差がさらに小さくなっている。**



④規模別のFIT認定量・導入量

- 規模別のFIT認定量・導入量には次の特徴がある。（データは次頁以降参照）
- 10-50kWは、容量ベースではFIT認定量は約20,000MW・導入量は約12,000MW（**10kW全体の30～40%**）であり、件数ベースではFIT認定件数は約70万件・導入件数は約50万件（**10kW以上全体の95%程度**）である。
- 50-100kWはFIT認定量・導入量ともに極めて少ない。
- 100-250kWは、容量ベースではFIT認定量・導入量ともに約1,000MWであり、これより大きい規模帯（250-500kW、500-750kW、750-1,000kW）と比べて少ないが、件数ベースではFIT認定件数・導入件数ともに7,000～8,000件程度となっており、これより大きい規模帯と遜色ない件数が存在する。
- 250-500kW、500-750kW、750-1,000kWは、それぞれ容量ベースではFIT認定量は2,000～3,000MW程度・導入量は2,000MW程度、件数ベースではFIT認定件数は3,000～9,000件程度・導入件数は2,000～7,000件程度となっており、それぞれの規模帯で一定程度のFIT認定量・導入量が存在する。
- 1,000-2,000kWは、容量ベースではFIT認定量が約12,000MW・導入量が約8,000MWとなっており、これより小さい規模帯よりも多いが、件数ベースではFIT認定件数は約8,000件・導入件数は約6,000件であり、これより小さい規模帯（250-500kW、500-750kW、750-1,000kW）と概ね同程度である。
- 2,000kW以上は、容量ベースではFIT認定量が約24,000MWと多く、導入量は約5,000MWとなっており、これより小さい規模帯と同程度であるが、件数ベースではFIT認定件数は約1,000件・導入件数は約400件となっており、これより小さい規模帯よりも大幅に少ない。
- 一定規模以上の容量・件数が、10kW以上全体の容量のうちどの程度の割合となるか分析すると、以下のとおり。

・ 50kW以上	：【容量】FIT認定量70%・導入量63%	【件数】FIT認定量5%・導入量5%
・ 100kW以上	：【容量】FIT認定量70%・導入量63%	【件数】FIT認定量5%・導入量5%
・ 250kW以上	：【容量】FIT認定量68%・導入量60%	【件数】FIT認定量4%・導入量4%
・ 500kW以上	：【容量】FIT認定量63%・導入量53%	【件数】FIT認定量2%・導入量2%
・ 750kW以上	：【容量】FIT認定量60%・導入量47%	【件数】FIT認定量2%・導入量2%
・ 1,000kW以上	：【容量】FIT認定量56%・導入量41%	【件数】FIT認定量1%・導入量1%
・ 2,000kW以上	：【容量】FIT認定量37%・導入量16%	【件数】FIT認定量0.2%・導入量0.08%

④規模別のFIT認定量・導入量（容量ベース）

- 改正FIT法施行後の2017年度認定量は、50kW以上で1,065MW・100kW以上で1,063MW・250kW以上で993MW・500kW以上で734MW・750kW以上で607MW・1,000kW以上で478MWなどとなっている。

＜容量ベースの規模別FIT認定量・導入量＞

単位：MW

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	合計
2012年度認定 (40円)	2,295	46	390	674	546	967	3,446	6,454	14,817
2013年度認定 (36円)	7,794	27	368	1,002	849	911	5,444	9,993	26,388
2014年度認定 (32円)	3,831	15	277	566	394	312	1,669	5,427	12,492
2015年度認定 (27円)	1,663	4	90	219	151	102	505	778	3,512
2016年度認定 (24円)	2,500	3	107	328	216	165	657	1,659	5,634
2017年度認定 (21円)	1,568 【100%】	2 【40%】	71 【40%】	259 【38%】	127 【28%】	129 【23%】	437 【18%】	※入札対象 41 【2%】	2,633
認定量 【累積割合】	19,650 【100%】	97 【70%】	1,302 【70%】	3,048 【68%】	2,282 【63%】	2,586 【60%】	12,158 【56%】	24,352 【37%】	65,476
未稼働	7,304	4	186	720	532	543	3,720	18,960	31,968
導入量 【累積割合】	12,347 【100%】	93 【63%】	1,116 【63%】	2,328 【60%】	1,750 【53%】	2,043 【47%】	8,439 【41%】	5,392 【16%】	33,508

改正FIT法施行
(2017年4月)

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された21円案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。

※改正FIT法による失効分を反映済。

(注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

④ 規模別のFIT認定量・導入量（件数ベース）

- 改正FIT法施行後の2017年度認定量は、50kW以上で1,806件・100kW以上で1,783件・250kW以上で1,382件・500kW以上で670件・750kW以上で455件・1,000kW以上で301件などとなっている。

＜件数ベースの規模別FIT認定量・導入量＞

単位：件

	10 -50kW	50 -100kW	100 -250kW	250 -500kW	500 -750kW	750 -1,000kW	1,000- 2,000kW	2,000kW-	合計
2012年度認定 (40円)	95,277	558	2,452	1,900	969	1,070	2,194	375	104,795
2013年度認定 (36円)	244,797	310	2,177	2,883	1,539	1,060	3,592	511	256,869
2014年度認定 (32円)	147,075	172	1,668	1,637	713	371	1,105	226	152,967
2015年度認定 (27円)	60,994	45	538	645	269	123	339	35	62,988
2016年度認定 (24円)	77,843	32	612	953	383	201	457	65	80,546
2017年度認定 (21円)	48,579 【100%】	23 【4%】	401 【4%】	712 【3%】	215 【1%】	154 【0.9%】	297 【0.6%】	※入札対象 4 【0.01%】	50,385
認定量 【累積割合】	674,565 【100%】	1,140 【5%】	7,848 【5%】	8,730 【4%】	4,088 【2%】	2,979 【2%】	7,984 【1%】	1,216 【0.2%】	708,550
未稼働	182,415	49	1,062	2,010	935	641	2,378	800	190,290
導入量 【累積割合】	492,150 【100%】	1,091 【5%】	6,786 【5%】	6,720 【4%】	3,153 【2%】	2,338 【2%】	5,606 【1%】	416 【0.08%】	518,260

改正FIT法施行
(2017年4月)

※2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された21円案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。

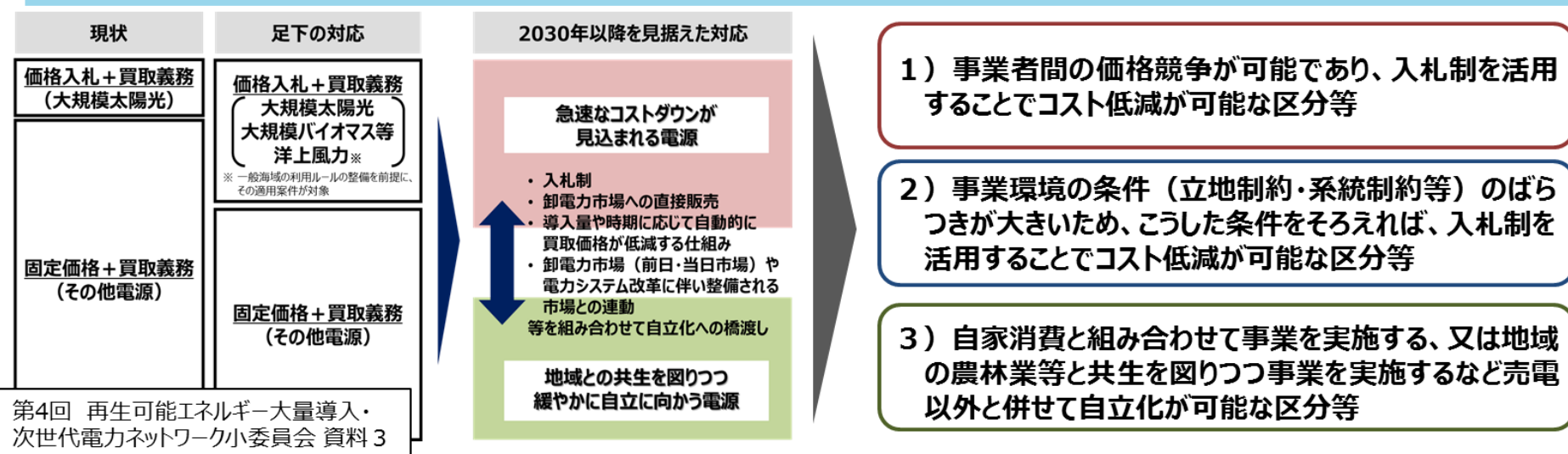
※改正FIT法による失効分を反映済。

(注) 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。

入札制に関する考え方

第8回再エネ大量導入・次世代電力NW小委
(2018年9月12日) 資料2より抜粋

- 入札を実施する区分等については、FIT法に基づき、調達価格等算定委員会の意見を尊重して、経済産業大臣が指定しているもの。
- 本小委員会の中間整理では、再エネ電源を①急速なコストダウンが見込まれる電源と、②地域との共生を図りながら緩やかに自立に向かう電源に切り分け、入札制の活用等により、自立化への橋渡しとなる仕組みを検討していくこととされた。
- これに鑑み、入札制度が事業者間の価格競争によってコスト低減を促してく仕組みであることを踏まえ、
 - 1) 事業者間の価格競争が可能であり、入札制を活用することでコスト低減が可能な区分等、
 - 2) 事業環境の条件（立地制約・系統制約等）のばらつきが大きいため、こうした条件をそろえれば、入札制を活用することでコスト低減が可能な区分等、
 - 3) 自家消費と組み合わせて事業を実施する、又は地域の農林業等と共生を図りつつ事業を実施するなど売電以外と併せて自立化が可能な区分等（入札等の価格競争がなじまない区分等）、に再整理した上で、それぞれ適切な方法でFIT制度からの自立化を図っていくべきではないか。



入札制に関する今後の方向性

第8回再エネ大量導入・次世代電力NW小委
(2018年9月12日) 資料2より抜粋

- 増大する国民負担の抑制を図り、FIT制度からの自立化に向けたコスト低減を促していくため、今後入札制をより一層活用していくこととしてはどうか。入札を実施する区分等については、調達価格等算定委員会の意見を尊重して、経済産業大臣が指定することとなっている(※)ため、以下の方向性を踏まえて調達価格等算定委員会で検討し、具体化いただくことが適当ではないか。
- ① 事業用太陽光発電については、入札制の拡大によって大幅なコストダウンが実現している欧州の事例等に鑑みると、事業者間の価格競争を通じてコスト削減が可能であると考えられる。したがって、③の点について十分留意しつつ、原則全てを入札の対象とすることを検討してはどうか。その際、競争性が確保され、入札によってコスト低減が可能となる範囲まで、早期に入札対象規模を拡大することが重要ではないか。
- ③ 小規模の太陽光発電、地熱発電、中小水力発電、小規模のバイオマス発電については、自家消費と組み合わせる事業を実施したり、地域の農林業等と共生を図りつつ事業を実施するなど売電以外と併せて自立化を図ろうとする例などを踏まえると、全国で一律に価格競争を行う入札制にはなじまないため、より効率的な調達価格の設定をしていくことを前提として、入札制への移行については、今後慎重に検討を進めていくべきではないか。いずれにせよ、こうした電源については、地域型の案件が多いことに配慮しつつ、地域と共生しながら自立化を図るモデルの支援策と併せて検討を進めていくべきではないか。

(※) FIT法第4条第2項において、経済産業大臣が入札を実施する区分等を指定するときは、調達価格等算定委員会の意見を尊重することとされている。

事業用太陽光発電の入札対象範囲

- 入札制度は、入札容量が募集容量よりも多い状況によって競争性を確保し、競争によるコスト低減を促すことを想定した制度である。しかしながら、第1回及び第2回の太陽光入札では、試行的期間として2,000kW以上を入札対象規模として実施したところ、実際の入札容量が募集容量を下回る結果となった。
- 価格目標の実現に向けてコスト低減を促すため、原則として競争性が確保されるまで入札対象を拡大する方向が前々回の委員会でもとまったところであるが、具体的な入札対象範囲については、幅広い規模を入札対象として競争性を確保し、実際にコスト低減を実現してきた海外の事例も参考としつつ、規模別のコスト動向やFIT認定量及び導入量を踏まえて決定する（※）こととしてはどうか。

（1）コスト動向

- 事業用太陽光発電では全ての規模でコスト低減が進んでいるものの、10-100kW未満の規模帯は他の規模帯よりもコストが高く、100kW以上では規模帯によるコストの差は小さい。したがって、100kW以上を入札対象範囲とすれば、入札による公平なコスト競争が可能であると考えられる。

（2）FIT認定量及び導入量

- 事業用太陽光発電の規模別のFIT認定量・導入量を踏まえると、仮に250kW以上の規模を入札対象範囲とする場合、ドイツの入札対象範囲の割合（事業用太陽光発電全体の85%程度の容量）には届かないものの、事業用太陽光発電全体のFIT認定容量・導入容量の6～7割程度の範囲がカバーされることとなる。また、業界団体からヒアリングで入札対象範囲の拡大は段階的に行うべきとの指摘があったことも踏まえて500kW以上の規模を入札対象範囲とする場合、事業用太陽光発電全体のFIT認定容量・導入容量の5～6割程度の範囲をカバーされることとなる。
- 以上の点を踏まえると、入札に伴う社会的なトータルコスト（事業者の事務コスト等）の増加も考慮しつつ、事業用太陽光発電の2019年度の入札対象範囲には、一定のFIT認定容量・導入容量が存在する中規模の案件（例えば「250kW以上」（又は「500kW以上」））を入札対象範囲としてはどうか。

（※）なお、この考え方は、①導入が大幅に達成されていること、②十分なFIT対象認定件数を有すること、③コスト低下のポテンシャルが見込まれることといった要素を踏まえて十分な競争環境が整っているかという観点から入札対象範囲の検討を行った昨年度までの整理と整合的である。

1. 価格目標

2. 事業用太陽光発電の入札対象範囲

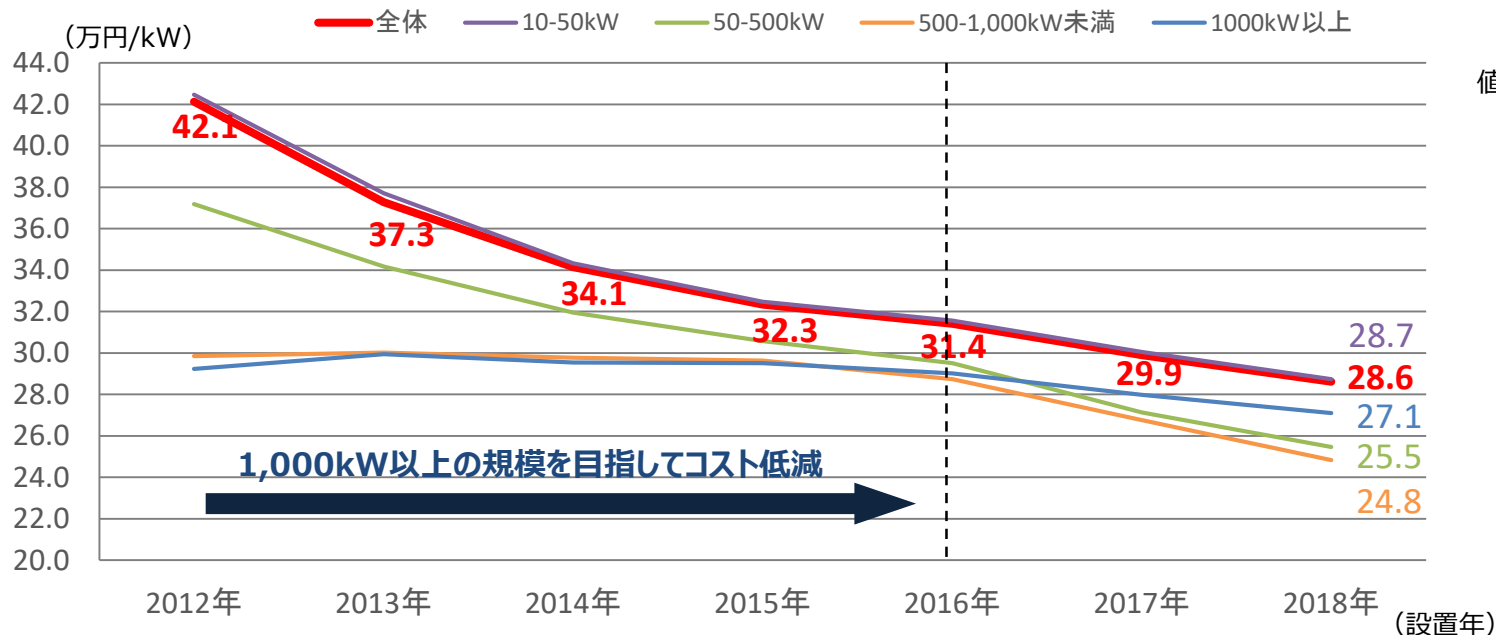
3. (1) 事業用太陽光発電のコスト動向

(2) 住宅用太陽光発電のコスト動向

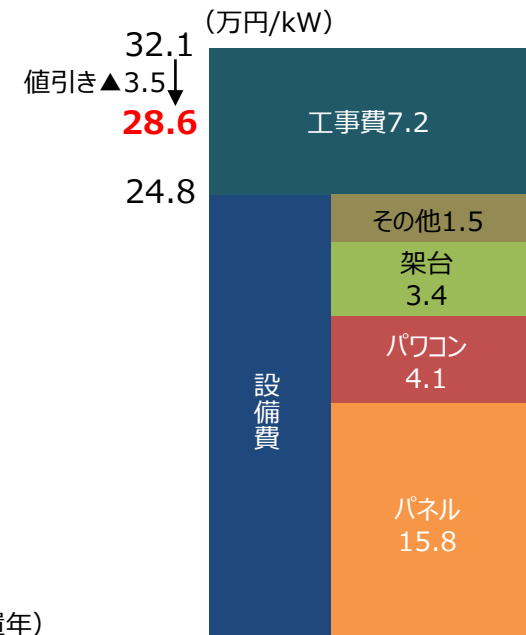
システム費用① 経年変化

- 事業用太陽光発電のシステム価格は**すべての規模で毎年低下傾向**にあり、2018年に設置された10kW以上の**平均値は28.6万円/kW（中央値は27.4万円/kW）**となり、前年より1.4万円/kW（4.7%）低減した。平均値の内訳は、**太陽光パネルが約50%、工事費が約20%**を占める。
- 規模別の平均値は、10-50kWで28.7万円/kW、50-500kWで25.5万円/kW、500-1,000kWで24.8万円/kW、1,000kW以上で27.1万円/kWとなり、**2年連続で50-500kW及び500-1,000kWの平均値が1,000kW以上の平均値を下回った。**
- **2016年頃までは1,000kW以上の案件がシステム費用の低減を牽引**していたため、昨年度までの委員会では、**事業用太陽光発電全体が目指すべき効率的な費用水準**として、1,000kW以上をトップランナー分析の対象として取り扱ってきた。直近では、1,000kW以上の案件が全体のシステム費用の低減を牽引しているというよりも、むしろ**50kW以上全体で足並みを揃えて価格低減が進んでいる**傾向にあり、今後は、**この規模群の費用水準を目指して、事業用太陽光発電全体の価格低減を促していく必要がある**。このため、**今後は50kW以上をトップランナー分析の対象として取り扱う**こととしてはどうか。

＜システム費用平均値の推移＞



＜システム費用の内訳＞



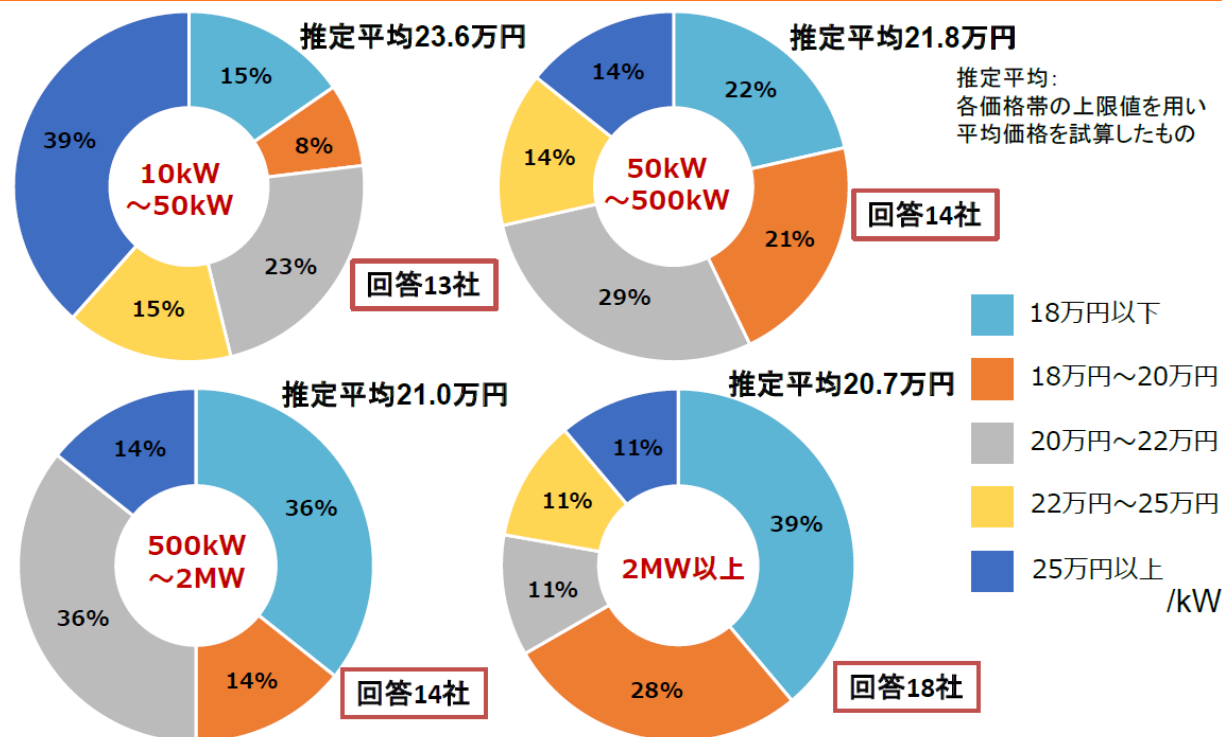
システム費用② 業界団体へのヒアリング結果

- 前回の委員会における業界団体ヒアリングを踏まえると、市場におけるシステム費用について、平均値は、10-50kWで23.6万円/kW、50-500kWで21.8万円/kW、500-2,000kWで21.0万円/kW、2,000kW以上で20.7万円/kWとなっており、**500kW以上では半数以上の案件が20万円/kW以下**となっていることが見込まれる。

第39回調達価格等算定委員会
(2018年10月24日) 資料1より抜粋



2019年度のシステム価格水準のアンケート結果



注意：・各社の価格水準への意見を聞くもので各社の販売予定価格を調査したものではない。
・多くは、多額の造成費用、連系工事費用等の負担が無い前提である。屋根設置等も含まれる。
・規模が大きくなると平均コストが低減する傾向があるが、実際の案件では条件により費用は大きく振れる。

システム費用③ トップランナー分析

- 事業用太陽光発電のシステム費用について、昨年度までの委員会では、トップランナーに照準を合わせた価格設定により効率化を促すため、**最新年に設置された1,000kW以上の上位25%**を採用してきた。2018年に設置されたこの水準の費用は**20.55万円/kW**となっており、**前年の22.07万円/kWより1.52万円/kW（6.9%）低減した**。
- これまでのトップランナー分析を検証するため、3年前（2015年）に設置された案件のトップランナーの水準が、最新年に設置された案件のどの水準に位置しているか、分析を行った。
- 50kW以上の2018年設置案件のシステム費用の中央値（上位50%）は24.47万円/kWであるが、これは2015年設置案件の**上位18～19%に相当**する。また、2018年設置案件のシステム費用の上位45%は23.71万円/kWであるが、これは2015年設置案件の**上位14～15%に相当**する。
- こうした中、2019年度の調達価格等の設定に当たっては、**引き続き上位25%水準をトップランナーとして採用することが適切か。上位25%水準よりも効率的な水準に照準を合わせて調達価格等の設定を行うこととしてはどうか。**

%	2018年設置（50kW以上）	2015年設置（50kW以上）
5%	14.55	20.28
10%	16.22	22.38
11%	16.62	22.71
12%	16.74	23.01
13%	16.91	23.24
14%	17.27	23.50
15%	17.55	23.72
16%	17.72	23.92
17%	18.03	24.15
18%	18.21	24.38
19%	18.44	24.57
20%	18.60	24.75
21%	18.90	24.99
22%	19.15	25.15
23%	19.23	25.32
24%	19.42	25.47
25%	19.59	25.66
30%	20.58	26.44
35%	21.54	27.19
40%	22.78	27.87
45%	23.71	28.60
50%	24.47	29.36

%	2018年設置（1,000kW以上）	2015年設置（1,000kW以上）
5%	15.31	19.76
10%	16.70	21.91
11%	16.89	22.22
12%	17.60	22.45
13%	17.83	22.70
14%	18.17	22.98
15%	18.58	23.31
16%	18.95	23.54
17%	19.19	23.73
18%	19.36	23.95
19%	19.46	24.20
20%	19.81	24.41
21%	19.95	24.56
22%	19.99	24.73
23%	20.19	24.99
24%	20.38	25.11
25%	20.55	25.29
30%	21.68	25.99
35%	23.24	26.75
40%	23.85	27.47
45%	24.66	28.28
50%	25.74	28.95

土地造成費

- 昨年度の委員会では、2017年に設置した定期報告データを分析し、10kW以上全体の平均値が0.66万円/kWとなっているものの、中央値は0円/kWとなっており、大半の案件は土地造成費を要していないことから、想定値（0.4万円/kW）を据え置いた。
- 今年度も同様に2018年に設置した定期報告データを分析した結果、**10kW以上全体の平均値は0.67万円/kW、中央値は0円/kWとなり、昨年度から大きな変化はない**ため、**2019年度の想定値は据え置く**こととしてはどうか。

	土地造成費（万円/kW）						
	10-50kW 未満	50-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	0.63 (0.51)	1.26 (0.59)	1.50 (1.71)	2.10 (2.21)	2.15 (2.21)	1.67 (2.21)	0.67 (0.66)
中央値	0.00 (0.00)	0.87 (0.26)	1.24 (0.63)	1.68 (1.96)	1.78 (1.96)	1.50 (1.67)	0.00 (0.00)
件数	13,115	299	125	195	173	22	13,609
2018年度 想定値	0.4						

() 内は昨年度の委員会で検討した2017年設置案件の土地造成費。

接続費

- 昨年度の委員会では、2017年に設置した定期報告データを分析し、1,000kW以上の平均値が1.23万円/kW、中央値が0.62万円/kWとなっており、想定値（1.35万円/kW）を下回るものの、想定値を据え置いた。
- 今年度も同様に2018年に設置した定期報告データを分析した結果、**1,000kW以上の平均値は1.27万円/kW、中央値は0.79円/kW**となったほか、**全体として見れば微減**しているものの、大きな変化とはいえないため、**2019年度の想定値は据え置く**こととしてはどうか。

	接続費（万円/kW）						
	10-50kW 未満	50-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	全体
平均値	1.02 (1.03)	0.89 (0.80)	0.89 (1.35)	1.27 (1.23)	1.23 (1.18)	1.58 (1.72)	1.02 (1.03)
中央値	0.84 (0.87)	0.51 (0.39)	0.39 (0.81)	0.79 (0.62)	0.73 (0.60)	0.80 (1.29)	0.83 (0.82)
件数	13,115	299	125	195	173	22	13,609
2018年度 想定値	1.35						

() 内は昨年度の委員会で検討した2017年設置案件の接続費。

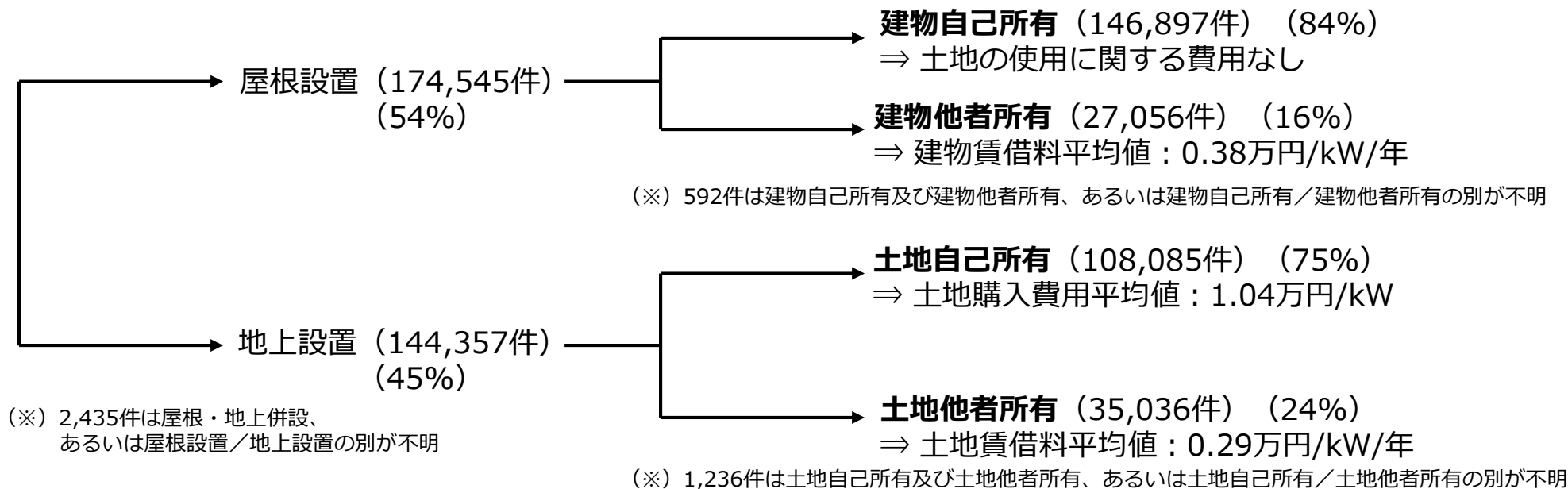
運転維持費

- 昨年度の委員会では、直近の期間（2016年7月から2017年9月まで）に収集した定期報告データを分析し、10kW以上全体の平均値は0.58万円/kW/年・中央値は0.49万円/kW/年、1,000kW以上の平均値は0.63万円/kW/年・中央値は0.57万円/kW/年となっており、**想定値（0.5万円/kW/年）と概ね同水準であることから、想定値を据え置いた。**
- 今年度も直近の期間（2017年7月から2018年9月まで）に収集した定期報告データを分析した結果、10kW以上全体の平均値は0.56万円/kW/年・中央値は0.46万円/kW/年、1,000kW以上の平均値は0.63万円/kW/年・中央値は0.57万円/kW/年となっており、**引き続き想定値（0.5万円/kW/年）と概ね同水準であることから、2019年度の想定値は据え置く**こととしてはどうか。

	運転維持費（万円/kW/年）						
	10-50 kW未満	50-500 kW未満	500-1,000 kW未満	1,000kW 以上	1,000-2,000 kW未満	2,000kW 以上	10kW以上 全体
平均値	0.57 (0.59)	0.44 (0.42)	0.55 (0.55)	0.63 (0.63)	0.61 (0.62)	0.78 (0.77)	0.56 (0.58)
中央値	0.47 (0.51)	0.33 (0.31)	0.44 (0.45)	0.57 (0.57)	0.55 (0.56)	0.77 (0.73)	0.46 (0.49)
件数	14,860	1,707	896	1,401	1,255	146	18,864
2018年度 想定値	0.5						

() 内は昨年度の委員会で検討した運転維持費。

- 土地の使用に関する費用について、定期報告データにおいては、
 - 土地を購入する場合の土地購入費は、システム費用の「その他」の費目として、
 - 土地を賃借する場合の土地賃借料は、運転維持費の「土地等賃借料」の費目として、計上されている。これを用いて土地の使用に関する費用を分析すると以下のとおり。
- 定期報告データが提出されている事業用太陽光発電のうち、地上設置案件は144,357件（45%）であった。
- 地上設置案件のうち、土地が自己所有であるものは108,085件（75%）であり、**土地購入費の平均値は1.04万円/kWであった**。地上設置案件のうち、土地が他者所有であるものは35,036件（24%）であり、**土地賃借料の平均値は0.29万円/kW/年**となった。



設備利用率

- 事業用太陽光発電の設備利用率は上昇傾向にあり、直近の期間（2017年6月から2018年5月まで）の設備利用率は、**10kW以上全体では14.4%**（前年比+0.4%）となった。
- より効率的な事業の実施を促していくため、昨年度の委員会から、**システム費用のトップランナー水準と同等の水準として1,000kW以上の上位25%の水準**を採用している（2018年度の想定値：17.1%）。直近の期間のこの水準の設備利用率は**17.39%**となっており、**前年の17.06%より0.33%上昇した**。
- **全ての規模で過積載率の増加が継続していること**（次頁参照）も踏まえ、2019年度の設備利用率の想定値については、引き続き、**システム費用のトップランナー分析の対象及びトップランナーとして採用する水準と同等の設備利用率を採用すること**としてはどうか。

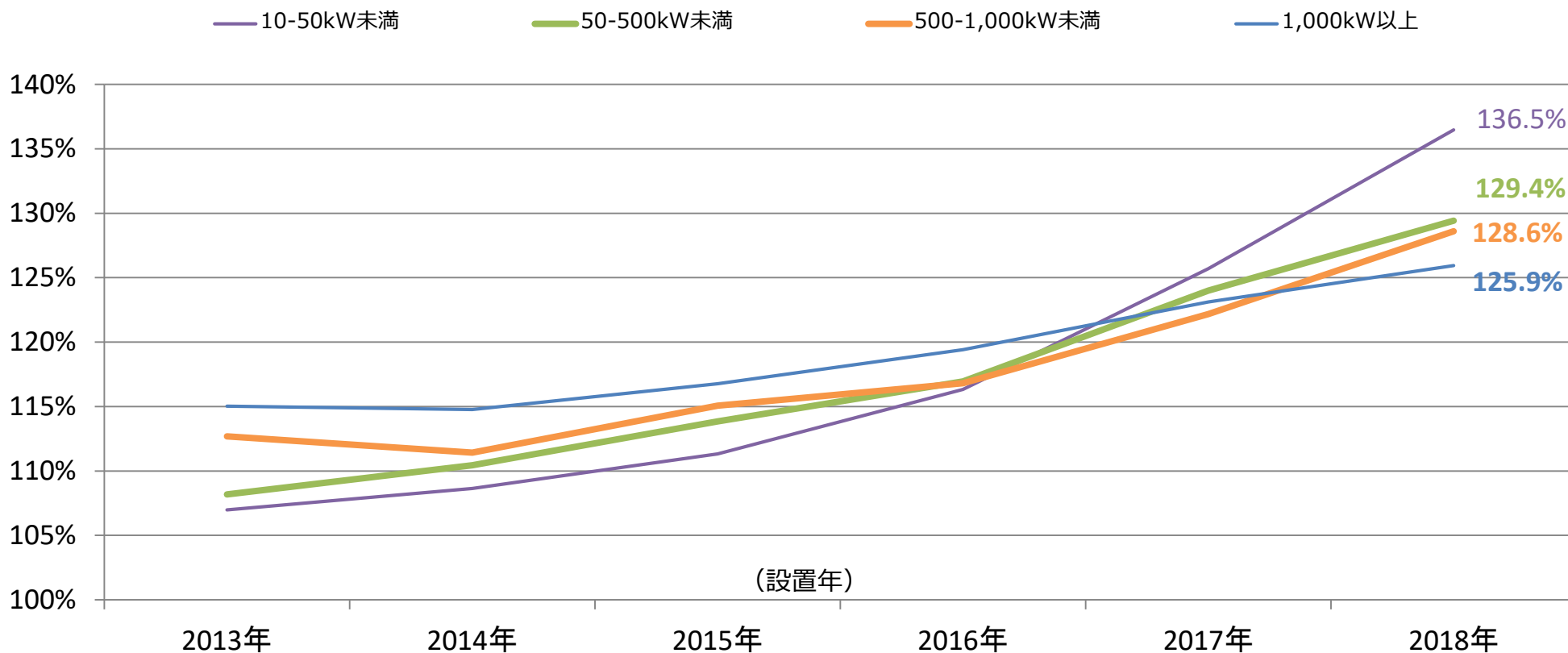
買取期間	設備利用率（平均値）			
	10kW以上 全体	50kW 以上	1,000kW 以上	2,000kW 以上
2016年6月－ 2017年5月	14.1%	14.5%	15.6%	16.7%
2017年6月－ 2018年5月	14.4%	14.9%	15.8%	16.9%
2018年度 想定値	17.1%			

	事業用 設備利用率		
%	10kW以上 全体	50kW以上	1,000kW以上
5%	18.55%	19.05%	19.66%
10%	17.28%	18.08%	18.81%
15%	16.58%	17.49%	18.22%
20%	16.09%	16.97%	17.80%
25%	15.70%	16.54%	17.39%
30%	15.38%	16.13%	17.02%
35%	15.09%	15.78%	16.67%
40%	14.82%	15.43%	16.38%
45%	14.57%	15.11%	16.08%
50%	14.33%	14.80%	15.78%

←昨年度：**17.06%**
= 2018年度価格の
想定設備利用率

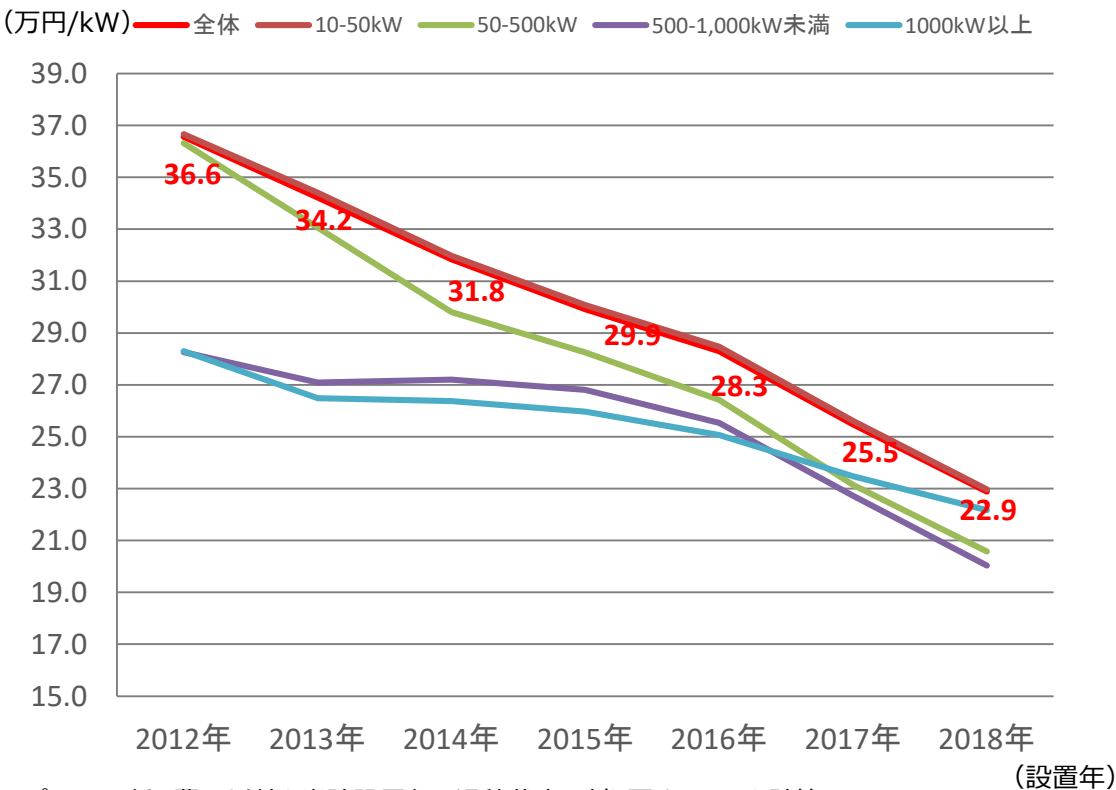
- 定期報告データを用いて、事業用太陽光発電案件のうち過積載を行っている事業者を抽出して分析すると、**全ての規模で過積載が進んでいる**ことが確認された。
- 50-500kW、500-1,000kWの規模では、2018年設置案件の過積載率がそれぞれ**129.4%**、**128.6%**となり、**1,000kW以上の規模の過積載率(125.9%)を上回った**。

＜過積載率の推移＞



- 定期報告データを用いて、過積載がシステム費用及び設備利用率に与える影響を分析を行った。
- 過積載を行わない場合のシステム費用を機械的に計算すると、**10kW以上全体の平均値は22.9万円/kW**となり、過積載を行っている案件も含めた平均値よりも**5.7万円/kW低減**した。
- また、過積載率が80%から100%の案件を抽出して設備利用率を分析すると、直近の期間（2017年6月から2018年5月まで）の**設備利用率は10kW以上全体では13.7%**となり、**過積載率100%以上の案件も含めた場合よりも設備利用率が0.7%低下**したほか、**トップランナーの設備利用率はさらに大きく低下**した。

＜過積載を行わない場合のシステム費用＞



※パソコンに係る費用以外を当該設置年の過積載率で割り戻すことにより計算。

＜過積載を行わない場合の設備利用率＞

買取期間	設備利用率（平均値）			
	10kW以上 全体	50kW 以上	1,000kW 以上	2,000kW 以上
2016年6月－ 2017年5月	13.6%	13.7%	14.3%	13.5%
2017年6月－ 2018年5月	13.7%	13.8%	14.5%	14.4%

	事業用 設備利用率		
%	10kW以上 全体	50kW以上	1,000kW以上
5%	17.01%	17.31%	18.29%
10%	16.11%	16.33%	17.40%
15%	15.62%	15.65%	16.90%
20%	15.24%	15.20%	16.37%
25%	14.93%	14.84%	15.76%
30%	14.66%	14.61%	15.45%
35%	14.42%	14.37%	15.02%
40%	14.18%	14.18%	14.83%
45%	13.98%	13.96%	14.63%
50%	13.77%	13.73%	14.42%

現在想定している適正な利潤（IRR）について

- 調達価格の設定に当たって想定している適正な利潤（IRR）の水準は、**制度開始当初に国内外の金利水準や各電源の事業リスクを踏まえて、区分ごとに設定**されたもの。
- 集中的に再生エネルギーの利用拡大を図るため、**FIT法の施行の日から3年間（2012年7月1日～2015年6月末）については、利潤配慮期間として1～2%のIRRが上乗せ**され、事業用太陽光発電のIRRは6%とされていたが、利潤配慮期間の終了により、**2015年7月1日以降のIRRは5%**となっている。

<制度開始当初に想定していた資金調達コスト>

第5回調達価格等算定委員会
(2012年4月11日) 資料2より抜粋

Term Financing Data (2012 Q1)

Technology	Debt ratio (%)	Term loan spread (bps)	Term loan tenor (yrs)
太陽光 PV - c-Si Tracking	75%	250	10
PV - c-Si	75%	225	10
PV - Thin Film	75%	225	10
STEIG - LFR	80%	325	15
STEIG - Parabolic Trough	80%	325	15
STEIG - Parabolic Trough + Storage	80%	325	15
STEIG - Tower & Heliostat	80%	325	15
STEIG - Tower & Heliostat w/storage	80%	325	15
風力 Wind - Onshore	75%	275	12
Wind - Offshore	60%	300	12
地熱 Geothermal - Binary Plant	50%	366	15
Geothermal - Flash Plant	50%	366	15
バイオマス Biomass - Gasification	70%	320	12
Biomass - Anaerobic Digestion	70%	320	10
Biomass - Incineration	70%	320	12
Landfill Gas	70%	320	10
Municipal Solid Waste	70%	320	14
Marine - Wave	0%	500	15
Marine - Tidal	0%	500	15
水力 Small Hydro	70%	363	13
Large Hydro	70%	363	13
Natural Gas CCGT	70%	250	15
Nuclear	0%	-	-
Coal Fired	70%	550	15

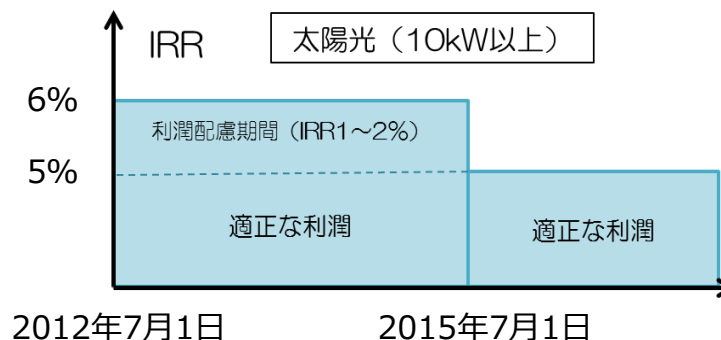
Source: Bloomberg New Energy Finance

<現行のIRR水準>

	想定値
太陽光（10kW未満）	3.2%
太陽光（10kW以上）	5% (利潤配慮期間中6%)
陸上風力	8%
洋上風力	10%
地熱	13%
中小水力	7%
バイオマス（以下に挙げる区分以外）	4%
バイオマス（未利用材）	8%
バイオマス（メタン発酵ガス発電）	1%

本レポートにおいては、再生可能エネルギー発電設備に対して、融資する際の標準的な貸出金利を、基準金利＋スプレッドと評価。
なお、我が国及び欧州の基準金利は以下のとおり。

- ・日本 0.341%（1年）1.000%（10年）1.713%（20年）
- ・欧州 1.179%（1年）2.316%（10年）2.672%（20年）



今後のIRRの水準について

- FIT制度開始当初に現行のIRRを設定した際の資金調達コストは**4.19%**であった。同様のデータで最新（2018年上半期）の資金調達コストを分析すると、太陽光発電の導入拡大による事業リスクが低下していることから、**1.96～3.11%程度まで低減（制度開始当初から1.08～2.23%低減）**している。
- 業界団体からのヒアリングを踏まえると**今後事業リスクが増大する可能性**もあるため、**「適正な利潤」の水準として資金調達コストの低減の一部を反映させ、2019年度の事業用太陽光発電のIRRは4%**とすることとしてはどうか。

	（現行水準の設定時（2012年度）の実績）	（最新（2018年上半期）の実績）
調達する資金の性質	他人資本（Debt）：75% 自己資本（Equity）：25%	他人資本（Debt）：90～79% 自己資本（Equity）：10～21%
融資分の資金調達コスト （Cost of Debt）	3.25%（※1）	1.40～2.07%
自己資本分の資金調達コスト （Cost of Equity） （※2）	7.00%	7.00%
資金調達コスト	4.19%	1.96～3.11%

（※1）10年借入れの場合の基準金利1.00%+スプレッド2.25%を想定。

（※2）株主資本コストは直近の実績の数値（7%）が変動していないものと仮定した。

出典：Bloomberg NEFデータより資源エネルギー庁作成。

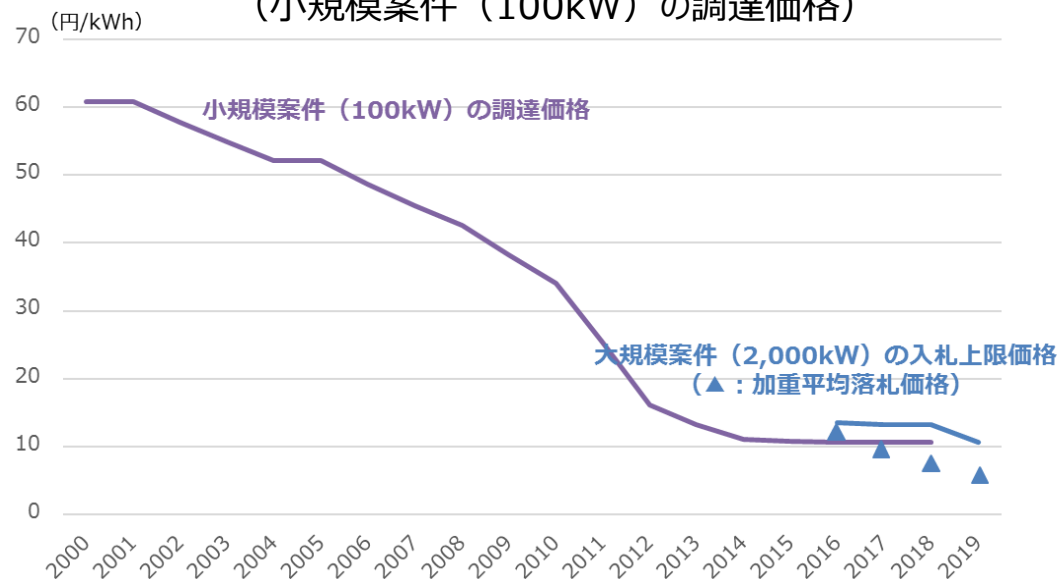
- 価格目標を実現するためには、入札対象範囲外の案件についても、より一層のコストダウンの加速化が必要である。前回までの委員会では、**入札対象範囲外の案件が入札対象範囲の案件よりも経済的に有利にならないようにすることが最も重要**であるとの委員の指摘があったところ。
- 例えば、ドイツの太陽光発電は、2015年より地上設置型太陽光（100kW～10,000kW）、2017年より750kW以上の全ての設備が入札の対象とされており、**この規模より小さい設備は入札対象外**となっている。**小規模案件については、入札対象案件の上限価格より低い価格での調達価格の設定**がされており、効率的な水準に照準を合わせた調達価格の設定により、小規模案件のコスト低減を図っている。

＜ドイツの入札対象範囲外の調達価格の水準＞

（適用される支援制度）

- 100kW未満の太陽光・陸上風力・地熱・水力・バイオマスについては、入札対象外となっており、政府が設定した一定の調達価格で調達期間の買取りが行われる。
- 100kW以上750kW未満の太陽光・陸上風力、100kW以上150kW未満のバイオマス、100kW以上の地熱・水力については、入札の対象外とした上で、FIP制度による支援が適用される。

（小規模案件（100kW）の調達価格）



※資源エネルギー庁作成。市場価格はPhelix Baseload Year Futures 2018（取引期間：2017年6月16日から9月15日の平均価格）より、3.9円/kWhと想定。
入札の価格については、実施年ではなく運転開始期限年を基準とした。1€ = 120円、1£ = 150円で換算。

1. 価格目標

2. 事業用太陽光発電の入札対象範囲

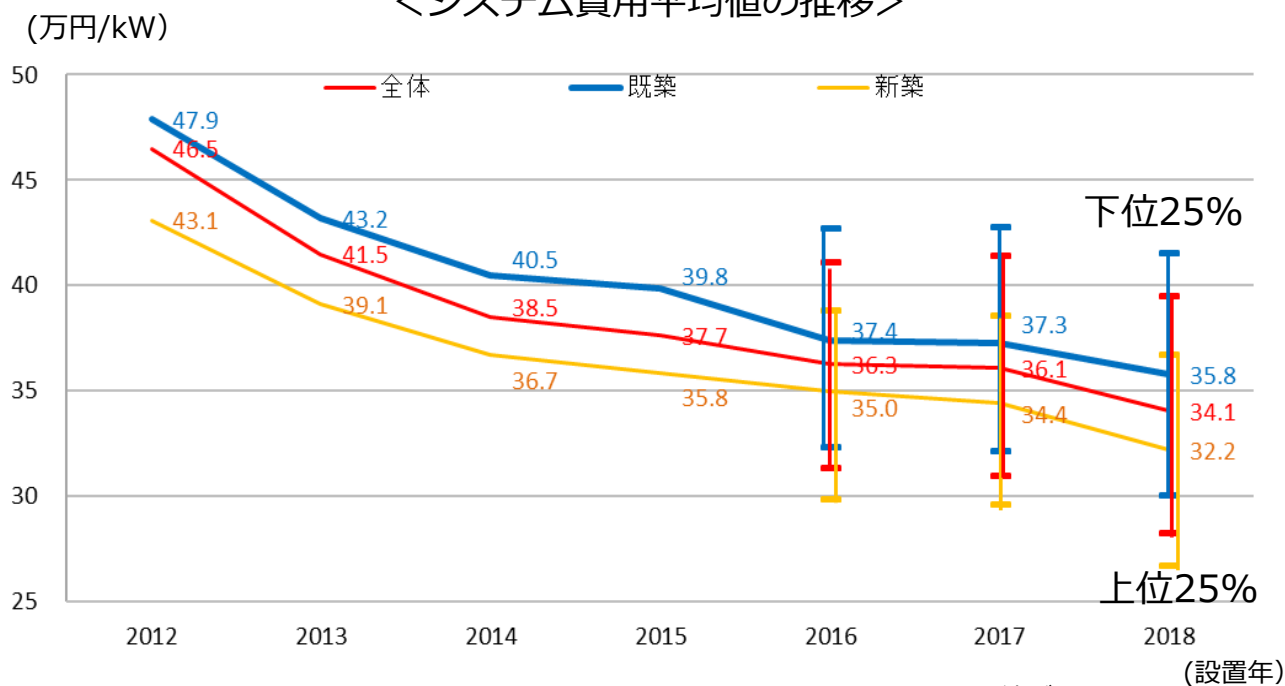
3. (1) 事業用太陽光発電のコスト動向

(2) 住宅用太陽光発電のコスト動向

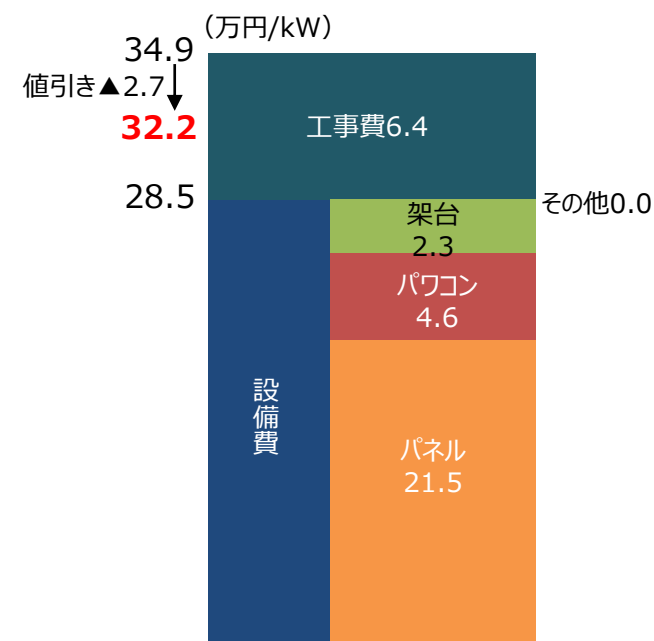
システム費用① 経年変化

- 住宅用太陽光発電のシステム費用は新築案件・既築案件ともに低減傾向にある。2018年に設置された新築案件の**平均値は32.2万円/kW（中央値31.2万円/kW）**となり、前年より2.2万円/kW（6.4%）低減した。平均値の内訳は、**太陽光パネルが約60%、工事費が約20%**を占める。
- 「売電価格が家庭用電気料金並み」という価格目標を達成するためには、システム費用30万円/kWの水準が目安となるが、**これを平均値で達成することが目前**となっている。

＜システム費用平均値の推移＞



＜システム費用の内訳＞



～2014年：一般社団法人太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センター補助金交付実績データ

2015年～：定期報告データ

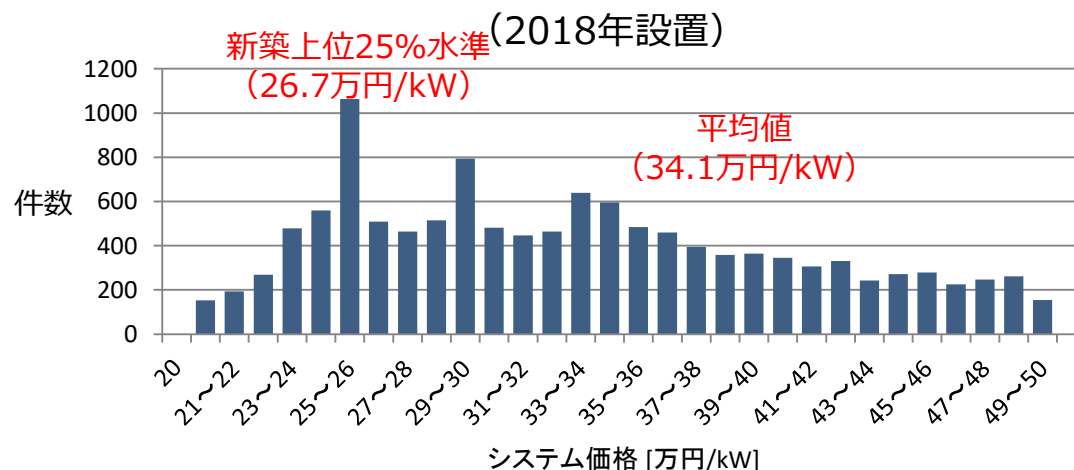
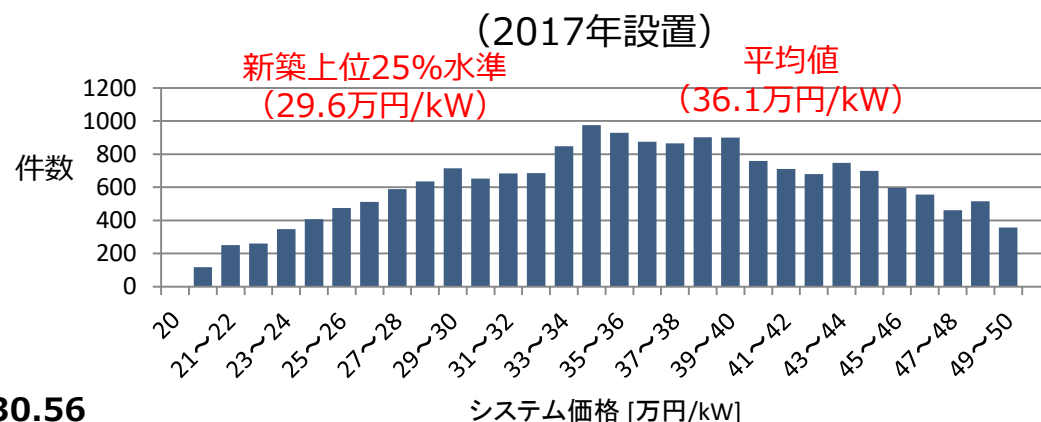
(2015年の新築・既築価格は、2014年の全体に対する新築・既築それぞれの価格の比率を用いて推計)

システム費用② トップランナー分析

- 2018年度に設置された新築案件の上位25%を分析すると、**26.73万円/kW**となっており、**昨年度の同じ水準（30.56万円/kW）よりも大幅に低下した。**
- 「売電価格が家庭用電気料金並み」という価格目標を達成するためには、システム費用30万円/kWの水準が目安となるが、**新築案件のほぼ半数でこの水準が達成**されている。

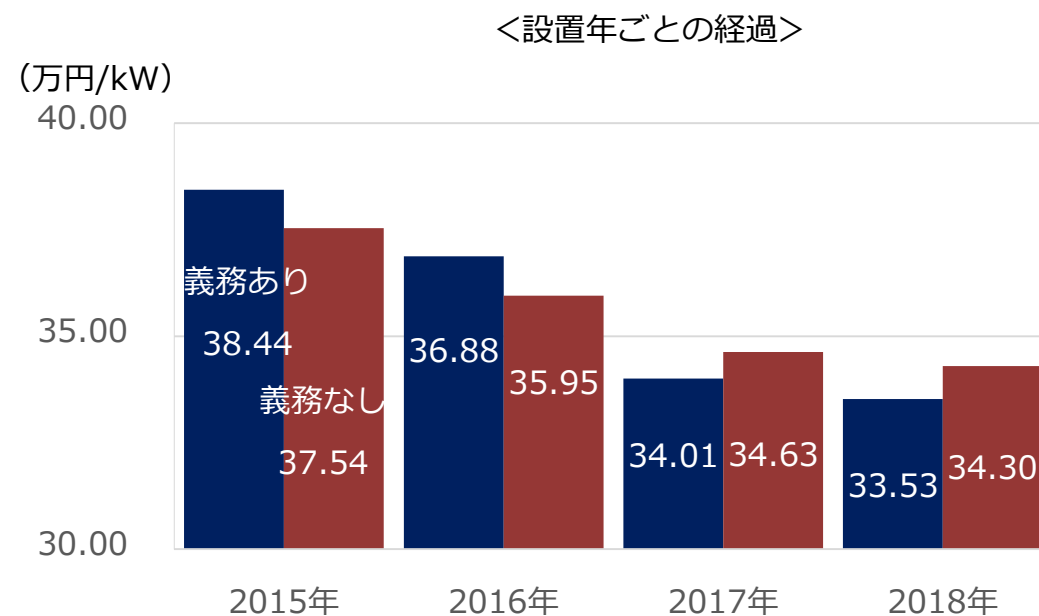
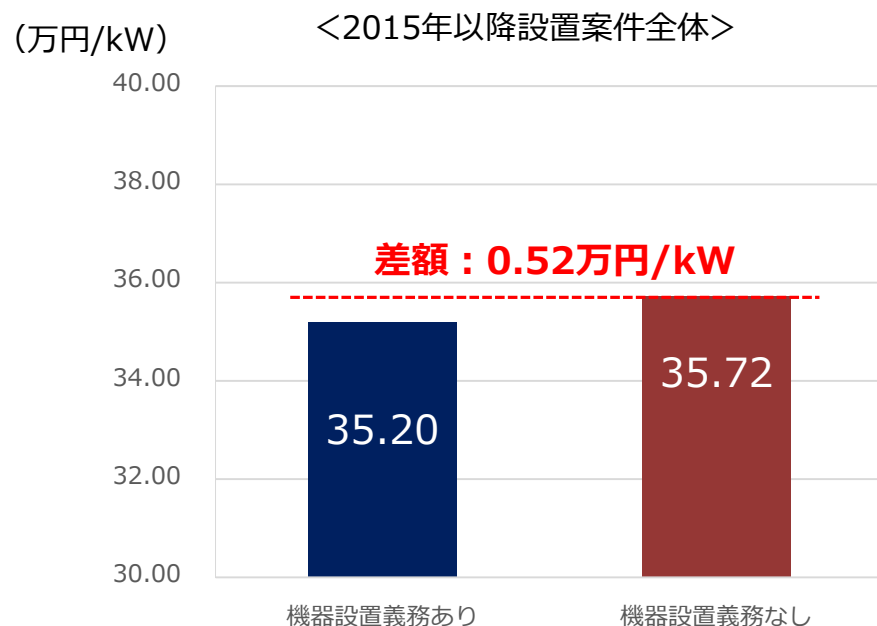
住宅用 システム価格		
%	2018年設置（全体）	2018年設置（新築のみ）
5%	23.26	22.91
10%	24.90	24.23
15%	25.54	25.21
20%	26.85	25.70
21%	27.11	25.85
22%	27.42	26.00
23%	27.71	26.25
24%	28.00	26.53
25%	28.28	26.73
26%	28.55	26.85
27%	28.81	27.05
28%	29.05	27.32
29%	29.23	27.59
30%	29.42	27.87
31%	29.49	28.15
32%	29.66	28.36
33%	29.80	28.62
34%	30.00	28.85
35%	30.28	29.04
40%	31.44	29.49
45%	32.60	30.22
50%	33.72	31.15

←昨年度：**30.56**



システム費用③ 出力制御対応機器設置義務の有無

- 東京電力・中部電力・関西電力管内以外では、10kW未満でも出力制御対応機器の設置が求められている。
- 出力制御対応機器の設置義務の有無に分けて2015年以降に設置された定期報告データを分析したところ、**設置義務の有る案件のシステム費用の平均値は35.20万円/kWとなり、設置義務の無い案件の平均値（35.72万円/kW）よりも0.52万円/kW低くなった。**特に、2017年及び2018年に設置された案件では、**設置義務のない事業者のシステム費用が設置義務のある事業者のシステム費用を上回った。**
- また、例年と同様にメーカー等へのヒアリングを行ったところ、**3社中1社で「出力制御非対応型」のパワコンの販売が終了**していたほか、**1社は販売は継続しているものの生産は終了**していた。
- こうした点を踏まえると、**出力制御対応機能の付いたパワコンが市場における標準仕様となっている**と考えられることから、**今後、住宅用太陽光発電の調達価格等を設定する際には、出力制御対応機器設置義務の有無にかかわらず、同一の区分として取り扱うこと**としてはどうか。



運転維持費・設備利用率・余剰売電比率

- 運転維持費については、例年通り、一般社団法人太陽光発電協会へのヒアリング調査を実施し、コストデータの収集を行った。ヒアリングの結果、発電量維持や安全性確保の観点から3～4年ごとに1回程度の定期点検が推奨されており、1回当たりの定期点検費用は相場は概ね2万円程度であり、昨年度から変化はなかった。また、パワコンについては、太陽光パネルが20年間で一度は交換され、18.8万円程度が一般的な相場（5kWを想定）となり、昨年度（19.6万円）から微減した。kW当たりの年間運転維持費に換算すると、約2,880円/kW/年となり、想定値（3,000円/kW/年）とほぼ同水準である。
- なお、2017年7月～2018年9月に報告された定期報告データを分析すると平均値は約938円/kW/年であったが、報告の61%は要した費用が0円/kW/年だった。得られたデータが固定価格買取制度開始（2012年6月）後に運転開始したものであるところ、点検費用や修繕費用のかかった事業者の割合は増加傾向にあるため、今後の費用動向を注視する必要がある。
- また、設備利用率については、2017年10月から2018年9月の間に収集したシングル発電案件の平均値は13.6%。気象条件等による上下動がありうるため、昨年度の委員会と同様、過去に検討した数値と合わせて分析すると、
 - ・昨年度の委員会では、2016年7月～2017年9月の間に収集した案件で平均値13.1%
 - ・一昨年度の委員会では、2016年1月～2016年9月の間に収集した案件で平均値13.4%
 - ・3年前の委員会では、2015年1月～2015年12月の間に収集した案件で平均値13.8%
 となっている。これらと合わせて過去4年間の平均値を見ると13.5%であるため、想定値（13.7%）とほぼ同水準であったが、引き続き今後の長期的な動向を注視する必要がある。
- 余剰売電比率について、2017年10月から2018年9月の間に収集したシングル発電案件を分析すると、平均値71.6%（中央値74.7%）であり、平均値は想定値（70.0%）とほぼ同水準であった。

<運転維持費に関する太陽光発電協会へのヒアリング結果>

$$\begin{array}{l}
 \text{（2万円} \times 5 \text{回} + \text{18.8万円）} \div \text{5kW} \div \text{20年間} \\
 \text{定期点検費用} \quad \text{パワコン交換費用} \\
 = \text{約2,880円/kW/年}
 \end{array}$$

2020年度以降の住宅用太陽光発電の調達価格等について

- 住宅用太陽光発電はシステム費用が昨年度から低減しており、「売電価格が家庭用電気料金並み」という価格目標に相当する水準（システム費用30万円/kW）が**新築案件の上位25%のトップランナーで達成**されており、**平均値での達成も目前**となっている。**今後は「売電価格が卸電力市場価格並み」という価格目標の達成に向けて**調達価格等の設定を行っていく必要がある。
- この中で、住宅用太陽光発電の調達価格等の設定に当たっては、①リードタイムが短い電源である中で（注）、**パネル価格を含めたシステム費用の低減が毎年進展**していること、②前回の委員会での業界団体ヒアリングを踏まえると、**既築住宅も含めた導入状況への配慮**が必要となることに留意する必要がある。
- このため、**2020年度以降の住宅用太陽光発電の調達価格等については、複数年度価格設定を行わず、当該年度の開始前までに調達価格等を決定することとしてはどうか。**この場合、**2020年度の調達価格等は、今年度の委員会では決定せず、来年度の委員会で検討することとなる。**

（注）住宅用太陽光（10kW未満）について、設置期間は短いものの、効率的な水準のシステム費用を目標とし、段階的にトップランナー的なアプローチで調達価格を引き下げ、コスト低減を促していく観点から、複数年度の価格設定を行ってきた。したがって、リードタイムが長い電源として複数年度価格の設定を行った風力発電・地熱発電・中小水力発電・バイオマス発電とは複数年度価格を設定する際の考え方が異なる。